

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ
МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
ТЮМЕНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ

На правах рукописи

УДК 517.97

Тимофеева Анастасия Алексеевна

Измерение расходов газожидкостного потока методом отбора части потока

*Направление «Физика» (03.04.02) – «Техническая физика в нефтегазовых
технологиях»*

Магистерская диссертация
на соискание академической степени магистр

Научный руководитель:
кандидат физико-математических наук
Саранчин Николай Викторович

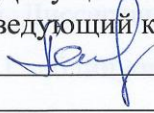
Нормоконтроль
кандидат физико-математических наук
Саранчин Николай Викторович

Тюмень 2016

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ
МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ
ТЮМЕНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ

ФИЗИКО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ
направление «ФИЗИКА: ТЕХНИЧЕСКАЯ ФИЗИКА В НЕФТЕГАЗОВЫХ
ТЕХНОЛОГИЯХ»

КАФЕДРА МЕХАНИКИ МНОГОФАЗНЫХ СИСТЕМ

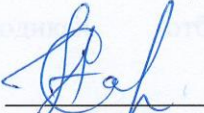
Допущено к защите в ГЭК
Заведующий кафедрой ММС
 А.Б. Шабаров
_____ 2016 года

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ
«Измерение расходов газожидкостного потока методом отбора части потока»

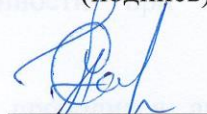
Выполнила:
студентка 2 курса гр. 39мФ146
Тимофеева А.А.


_____ (подпись)

Научный руководитель:
кандидат физико-математических наук
Саранчин Н.В.


_____ (подпись)

Нормоконтроль пройден:
кандидат физико-математических наук
Саранчин Н.В.


_____ (подпись)

Тюмень 2016

АННОТАЦИЯ

к магистерской диссертации на тему: «Измерение расходов газожидкостного потока методом отбора части потока»

Магистерская диссертация выполнена Тимофеевой Анастасией Алексеевной студенткой второго курса магистратуры группы 39мФ146 направления: «Физика» (03.04.02) – «Техническая физика в нефтегазовых технологиях» кафедры механики многофазных систем, Физико-технического института, Тюменского государственного университета.

Диссертационная работа состоит из введения, четырех глав и заключения, списка использованной литературы из 50 наименований. Диссертационная работа содержит 81 стр., в том числе: 71 стр. основного текста, 1 таблицу и 31 рисунок.

Целью диссертационной работы является формирование метрологического обеспечения измерения расхода газожидкостного потока методом отбора части потока.

Задачами диссертационного исследования являются:

1. Проведение анализа существующих методик отбора части исследуемого двухфазного потока.
2. Определение факторов, влияющих на точностные метрологические характеристики в рассмотренных методиках отбора части двухфазного газоконденсатного потока.
3. Формирование бюджета неопределенности при использовании методик отбора части потока.

В первой главе диссертационной работы проводился анализ научно-технической литературы по методам замера расхода двухфазного газоконденсатного потока и уноса механических примесей с газом после технологического оборудования. Он подтверждает необходимость выработки единого подхода к методике определения содержания, конденсирующейся жидкости и механических примесей в газовом потоке после технологического оборудования.

Во второй главе определен наиболее вероятный режим течения в горизонтальном и вертикальном прямом участке трубопровода. При интерполяции границ режимов течения двухфазных потоков на диаграммах Бейкера и Азиза до области нахождения расчетных точек индикаторов установлено, что структура рассматриваемого двухфазного потока является дисперсно-кольцевой, как для вертикального, так и для горизонтального прямого участка.

Третья и четвертая главы диссертационной работы включают в себя определение факторов, влияющих на точностные метрологические характеристики в рассмотренных методиках, а так же составление бюджета неопределенности на основе этих факторов. Таким образом, определен метод расчета суммарной стандартной и расширенной неопределенностей на основании составленного бюджета неопределенности для способа отбора проб из двухфазного газоконденсатного потока.

Данная работа может быть использована для дальнейшего исследования и внесения поправок в методики определения расходов газожидкостного потока методом отбора части потока.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	7
БЛАГОДАРНОСТИ	10
1. ОБЗОР МЕТОДИК, ПРИВЕДЕННЫХ В НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОЙ И НОРМАТИВНОЙ ЛИТЕРАТУРЕ, ИСПОЛЬЗУЮЩИХ МЕТОД ОТБОРА ЧАСТИ ПОТОКА ПРИ ИЗМЕРЕНИИ РАСХОДОВ ГАЗОЖИДКОСТНОГО ПОТОКА ...	11
1.1. Методы измерения расхода двухфазного газоконденсатного потока из технологического оборудования	11
1.2. Анализ основных положений методик, использующих метод отбора проб из потока	24
1.3. Описание приборов замера и основных положений стандартизированных методик.....	27
1.3.1. Методика, стандартизированная ГОСТ Р ИСО 8573-2-2005.....	27
1.3.2. Методика, стандартизированная ГОСТ Р ИСО 8573-4-2005.....	32
1.3.3. Методика, стандартизированная ГОСТ Р ИСО 9096–2006.....	34
1.3.4. Методика, стандартизированная ГОСТ 2517-2012.....	38
2. ИССЛЕДОВАНИЯ ХАРАКТЕРИСТИК РЕЖИМА И СТРУКТУРЫ ДВИЖЕНИЯ ВЫСОКОДИСПЕРСНОГО ДВУХФАЗНОГО ГАЗОВОГО ПОТОКА ПОСЛЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ.....	43
2.1. Гидродинамические режимы течения в горизонтальном и вертикальном прямом участке трубопровода	43
2.2. Определение наиболее вероятного режима течения в горизонтальном и вертикальном прямом участке трубопровода	47
2.3. Определение профилей распределения скоростей и локальных массовых расходов жидкости в газокapельном ядре потока	53
2.4. Анализ конструкции пробоотборного зонда	59

3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ФАКТОРОВ, ВЛИЯЮЩИХ НА ТОЧНОСТНЫЕ МЕТРОЛОГИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ В РАССМОТРЕННЫХ МЕТОДИКАХ.....	65
4. ФОРМИРОВАНИЕ БЮДЖЕТА НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ МЕТОДИК ОТБОРА ЧАСТИ ПОТОКА.....	68
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	77
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	78

ВВЕДЕНИЕ

В соответствии с энергетической стратегией России на период до 2030 года целью энергетической политики России является максимально эффективное использование энергетических ресурсов и потенциала энергетического сектора для устойчивого роста экономики, повышения качества жизни населения страны и содействия укреплению ее внешнеэкономических позиций [43].

Таким образом, совершенствование методов измерений количества углеводородного сырья имеет важное значение. Точный учет при добыче, подготовке, транспортировке, хранении и переработке углеводородного сырья весьма актуален в связи с тем, что затрагивает экономические интересы государства и добывающих, транспортирующих и перерабатывающих компаний.

В настоящее время в газовой промышленности отсутствует системный подход и единые требования к замеру и оценке величины расхода двухфазного газоконденсатного потока и механических примесей из технологического оборудования. Унос жидкости из сепараторов и абсорберов определяется разными организациями различными методами отбора проб газа (зондами различной конструкции по сечению либо со стенки трубы), которые при сопоставлении показывают несходимость результатов.

Единство измерений необходимо для получения достоверных и сопоставимых результатов измерений, используемых в национальной экономике и торговле, в здравоохранении и экологии, в сфере обороны и безопасности, а также для защиты прав и законных интересов граждан, юридических лиц, индивидуальных предпринимателей и государства от отрицательных последствий недостоверных результатов измерений.

Работы по обеспечению единства измерений осуществляет на основе федерального закона от 26.06.2008 №102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений» [28].

Целью работы является формирование метрологического обеспечения измерения расхода газожидкостного потока методом отбора части потока. Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие **задачи**:

1. Проведение анализа существующих методик отбора части исследуемого двухфазного потока.
2. Определение факторов, влияющих на точностные метрологические характеристики в рассмотренных методиках отбора части двухфазного газоконденсатного потока.
3. Формирование бюджета неопределенности при использовании методик отбора части потока.

Научная новизна работы:

1. Установлены и сформулированы факторы, влияющие на точностные характеристики в методиках измерения расхода газожидкостного потока методом отбора части потока.
2. Сформировано метрологическое обеспечение на основании составленного бюджета неопределенности при использовании методик отбора части потока.

Практическая значимость работы:

Данная работа может быть использована для дальнейшего исследования и внесения поправок в методики определения расходов газожидкостного потока методом отбора части потока.

Основные положения, выносимые на защиту

На защиту выносятся следующие положения и результаты:

1. Анализ методик отбора части двухфазного потока.
2. Факторы, влияющие на точностные характеристики в методиках отбора части двухфазного потока.
3. Метрологическое обеспечение измерения расхода газожидкостного потока методом отбора части потока.

Апробация работы

Результаты диссертационной работы докладывались и обсуждались на следующих конференциях и семинарах:

- 67-й студенческой научной конференции «Теплофизика, гидрогазодинамика, теплотехника», г. Тюмень, 2016 г.;
- IX школе-семинаре молодых ученых «Теплофизика, гидрогазодинамика, теплотехника, инновационные технологии», г. Тюмень, 2016 г.

Публикации

По теме диссертации опубликована научная статья в сборнике статей IX школы-семинара молодых ученых «Теплофизика, гидрогазодинамика, теплотехника, инновационные технологии», г. Тюмень, 2016 г.

Личный вклад автора

Автором диссертационной работы проведен анализ факторов, влияющих на отбор проб, на основе которого сформирован бюджет неопределенности при использовании методик отбора части потока. Автор принимал непосредственное участие в формировании идей, постановке задач, их решении и анализе результатов.

Соответствие научной специальности

Диссертация соответствует специальности 03.04.02 «Физика».

Структура и объем

Диссертационная работа состоит из введения, четырех глав и заключения, списка использованной литературы из 50 наименований. Диссертационная работа содержит 82 стр., в том числе: 71 стр. основного текста, 1 таблицу и 31 рисунок.

БЛАГОДАРНОСТИ

Автор диссертационной работы выражает благодарность своему научному руководителю, кандидату физико-математических наук, доценту кафедры «Механики многофазных систем» ВГБОУ ВПО «Тюменский государственный университет» Николаю Викторовичу Саранчину, за помощь в постановке задач, за постоянную поддержку, готовность делиться своими знаниями и развитие интереса к научным исследованиям, а так же за научные консультации и всестороннюю поддержку.

1. ОБЗОР МЕТОДИК, ПРИВЕДЕННЫХ В НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОЙ И НОРМАТИВНОЙ ЛИТЕРАТУРЕ, ИСПОЛЬЗУЮЩИХ МЕТОД ОТБОРА ЧАСТИ ПОТОКА ПРИ ИЗМЕРЕНИИ РАСХОДОВ ГАЗОЖИДКОСТНОГО ПОТОКА

1.1. Методы измерения расхода двухфазного газоконденсатного потока из технологического оборудования

При подготовке природного газа газоконденсатных месторождений в основном используется процесс низкотемпературной сепарации природного газа [4, 14]. Этот процесс содержит в себе охлаждение двухфазного газожидкостного потока, а так же конденсацию тяжелых углеводородов с последующем разделением на жидкую и газовую фазы.

При применении технологии низкотемпературной сепарации, возникает существенная проблема, связанная с высокими потерями ценного углеводородного сырья из-за капельного и парового уносов углеводородов.

Уменьшение капельного уноса углеводородов позволяет извлекать дополнительно десятки тысяч тонн газового конденсата в год, при этом возрастает рентабельность разработки газоконденсатных месторождений. Таким образом, важным моментом интенсификации технологии низкотемпературной сепарации является совершенствование конструкций сепараторов. Для этого необходимо модифицировать каплеулавливающие элементы и коагуляторы аэрозоля, с целью уменьшения капельного уноса углеводородной жидкости. Эффективность работы той или иной конструкции сепаратора надежно определяется только экспериментальным путем [17].

Разработчиком сепараторов ДАО «ЦКБН» рекомендуется следующая методика измерения расхода двухфазного газоконденсатного потока из сепаратора [20]. Схема обвязки сепаратора представлена на Рисунке 1.1.

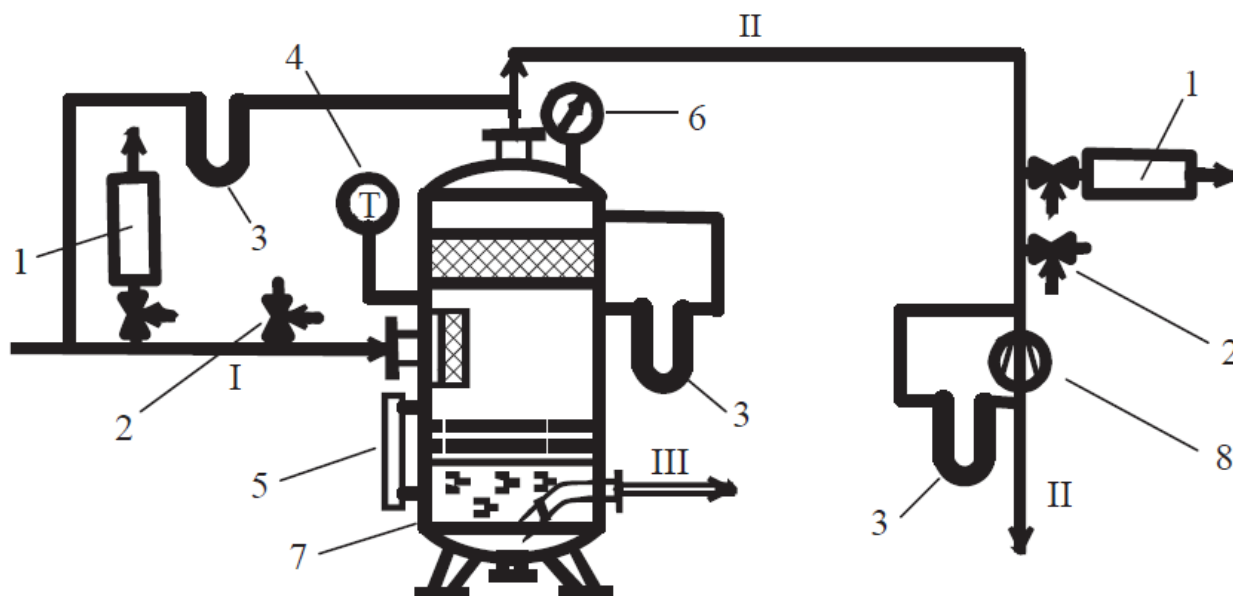


Рисунок 1.1. – Схема обвязки сепаратора при проведении исследования его эффективности: 1 – измерители уноса, 2 – пробоотборные штуцеры, 3 – дифманометры, 4 – термометр, 5 – указатель уровня жидкости, 6 – манометр, 7 – сепаратор, 8 – измерительная диафрагма; I – сырой газ, II – газ сепарации, III – жидкость [20]

Испытания сепаратора проводятся при установившемся режиме течения газа, когда все параметры процесса находятся в пределах установленных норм не менее 1 часа. При испытаниях сепаратора измеряемыми параметрами являются: температура газа ($^{\circ}\text{C}$), давление газа (МПа), гидравлическое сопротивление аппарата (МПа), объемный расход газа через сепаратор ($\text{м}^3/\text{ч}$), количество капельной жидкости на входе в сепаратор ($\text{мг}/\text{м}^3$), количество капельной жидкости на выходе из сепаратора ($\text{мг}/\text{м}^3$).

Расход газа через сепаратор в ходе испытаний должен сохраняться и не выходить за пределы $\pm 2,5\%$. При исследовании различных режимов работы сепаратора величина расхода двухфазного газоконденсатного потока определяется не менее трех раз на каждом режиме.

Место для подключения измерителя расхода выбирается в непосредственной близости от испытываемого сепаратора. Штуцер отбора пробы желательно располагать на вертикальном участке газопровода, перпендикулярно

направлению потока газа. На горизонтальных и наклонных участках газопровода штуцер отбора пробы целесообразно располагать вертикально. При испытаниях сепаратора в первую очередь подсоединяют устройство измерения расхода к штуцеру отбора, затем выводят аппарат на требуемый технологический режим. После выхода на технологический режим проводят три последовательных измерения за период не менее 3 часов. При этом обязательно должно соблюдаться условие изокINETичности, которое обеспечивается равенством скоростей потока исследуемого газа в газопроводе и в устройстве измерения расхода двухфазного газоконденсатного потока. Отбор проб проводится одновременно на входе и выходе сепаратора. Перед отбором пробы штуцеры тщательно очищают путем его продувания для удаления остаточной пыли, а так же осевшей капельной жидкости. При данном технологическом режиме величина объемного расхода газа не должна варьироваться более чем на $\pm 5\%$. За результат испытаний принимают среднее арифметическое трех определений, расхождения между которыми не должны превышать $1,5\%$ отн. (при $P = 0,95$ МПа).

В настоящее время при испытаниях газовых сепараторов применяют множество различных устройств измерения расхода двухфазного газоконденсатного потока. Так, в ОАО «ТюменНИИгипрогаз» был разработан индикатор уноса жидкости ИУ-1 [22]. Схема устройства и подключения индикатора уноса ИУ-1 представлена на Рисунке 1.2.

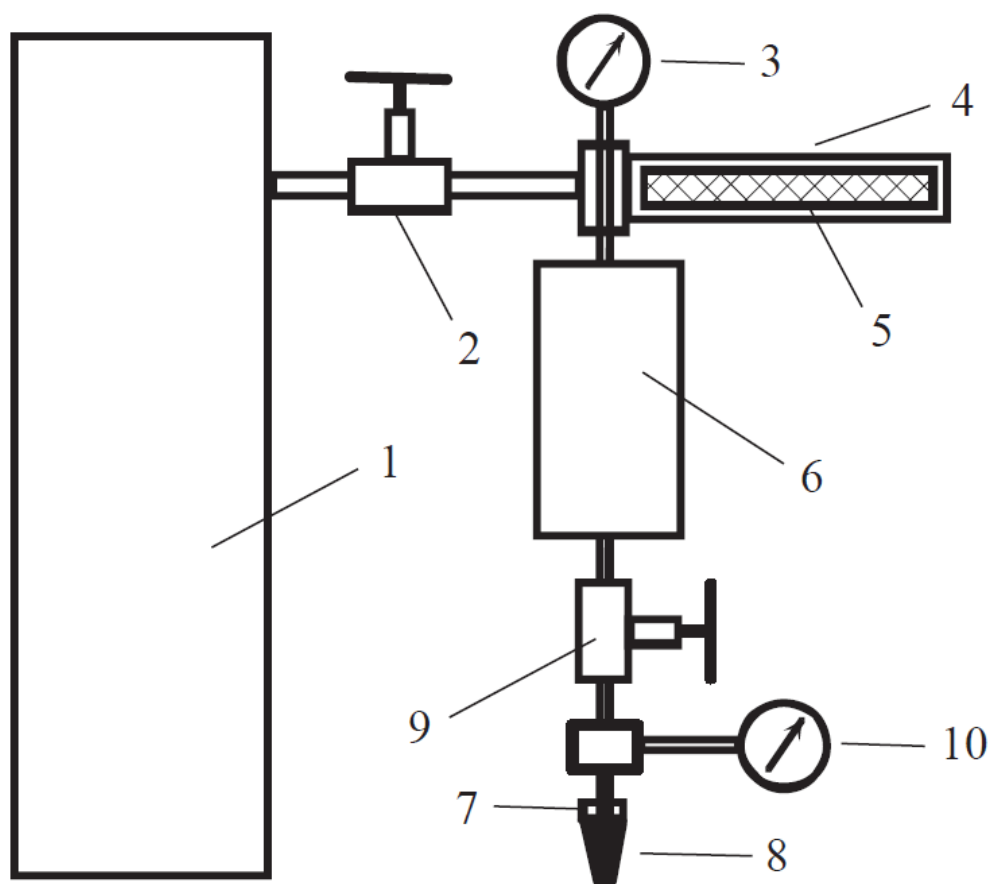


Рисунок 1.2. – Схема устройства и подключения индикатора уноса ИУ-1: 1 – газопровод, 2 – входной вентиль, 3 – манометр, 4 – фильтр-патрон, 5 – фильтрующий элемент, 6 – адсорбер, 7 – дроссельная шайба, 8 – ниппель, 9 – выходной вентиль, 10 – манометр [22]

Данный индикатор уноса успешно применяется в ИТЦ «Газпром добыча Ямбург». Методика измерения уноса жидкости состоит в пропускании определенного объема исследуемого газа через специальный фильтр с последующим определением массы привеса осевшей на волокнах фильтра жидкости. При этом существенными условиями осаждения жидкости на фильтре являются условия изокINETичности, изобаричности и изотермичности по отношению к исследуемому потоку газа. Это должно обеспечить представительность исследуемой пробы газа. Условие изокINETичности соблюдается при установке определенного расхода через индикатор уноса, рассчитываемого по формуле, $\text{м}^3/\text{мин}$:

$$q = Q \cdot \frac{d^2}{0,06 \cdot D^2}, \quad (1)$$

где Q – расход газа в исследуемом газопроводе, тыс. м³/ч; D – внутренний диаметр исследуемого трубопровода, мм; d – внутренний диаметр пробоотборного штуцера, мм.

На манометре дроссельной шайбы измеряется изменение давления, с помощью чего устанавливается необходимый расход исследуемого газа.

В методике приведена соответствующая градуировочная таблица, с помощью которой определяется расход газа через диафрагму (диаметром 5 мм) по давлению манометра. Можно также воспользоваться следующей приближенной формулой для расчета расхода газа через диафрагму, м³/мин:

$$q = (0,1462 \cdot P + 0,7246) \cdot \sqrt{P}, \quad (2)$$

где P – давление газа по манометру диафрагмы, кгс/см².

Индикатор уноса подсоединяется к штуцеру, приваренному вровень с внутренней стенкой газопровода. Рекомендуется приваривать штуцер на вертикальных участках газопровода. Возможно присоединение и к горизонтальному участку газопровода, но при этом не гарантируется достоверность получаемых результатов.

Перед проведением измерений требуемый расход газа через индикатор рассчитывают по формуле (2). Затем подготавливают фильтрующий элемент, заполняя его полностью свернутой в рулон полоской дорнита. После подготовки происходит сушка фильтр-патрона в сушильном шкафу, а так же взвешивание его на аналитических весах. Перед началом испытаний измерительную установку продувают для удаления остатков конденсата, вставляют фильтр-патрон и плавно набирают давление до рабочего. Затем регулировочным вентилем устанавливают требуемый расход, контролируемый по манометру. Через прибор пропускают такое количество газа, которое обеспечивает привес фильтра от 20 до 150 мг. Затем давление сбрасывают, фильтр-патрон вынимают и взвешивают. Обычно проводят два параллельных измерения. Величину уноса рассчитывают как

отношение разности масс фильтра до и после эксперимента к объему пропущенного газа, приведенного к нормальным условиям. Объем пропущенного газа определяют при помощи секундомера, зная заданный расход газа. Адсорбер используют в случае проведения измерений на сыром газе для предотвращения гидратообразования на вентиле и искажения показаний расхода по дроссельной шайбе. Данная методика позволяет измерять унос только дегазированной части конденсата (без учета легких компонентов, растворенных в нестабильном конденсате), что представляется не вполне корректным.

Экспериментально подтвержденная ИТЦ «Газпром добыча Ямбург» погрешность измерения уноса по данной методике составляет не более $\pm 20\%$ отн. (при величинах уноса не более 30 мг/м^3). При этом методика не рекомендована к использованию при величинах уноса, превышающих 50 мг/м^3 .

Используются и другие приборы для измерения расхода двухфазного газоконденсатного потока. Например, в ДОО «ЦКБН» разработан прибор УГМК, несколько модифицированный в ИТЦ «Газпром добыча Уренгой» [20]. Для определения содержания капельной жидкости в попутном нефтяном газе сепарации в ООО «Газпром добыча Оренбург» предложен способ, основанный на использовании измерителя количества конденсата «Конденсат-2» или малогабаритной переносной сепарационной установки (МПСУ) собственной конструкции [37].

В работе [2] М.Н. Ахлямовым, Ф.А. Байгузиным, И.М. Шигаповым, Г.М. Хайруллиным проведены анализ и обсуждение разработанных ранее и применяемых на практике методик измерения расхода двухфазного газоконденсатного потока на установках подготовки природного газа. Отмечены высокие погрешности указанных методов при повышенных давлениях и высоком содержании капельной жидкости в газе. В работе [36] В.А. Толстов отмечает, что зачастую погрешности измерения расхода двухфазного газоконденсатного потока жидкости сопоставимы с самими значениями измеряемой величины и, таким образом, могут рассматриваться только как качественные показатели оценки работы сепараторов.

Главной проблемой всех применяемых в настоящее время прямых методик авторы [2] считают отсутствие обеспечения представительной пробы. К недостаткам пробоотборных устройств (за исключением измерителя ДАО «ЦКБН») можно отнести отбор пробы непосредственно со стенки газопровода, при этом не учитывается профиль распределения скоростей, от которого зависит и распределение капель в потоке. Недостаточно корректно учитывается и влияние местных сопротивлений, отводов, тройников и т.д., также влияющих на распределение скоростей и завихрения потока газа. Отсутствие информации о распределении скоростей по сечению газопровода не дает возможности точно соблюсти условие изокINETичности при отборе проб исследуемого газа. В [2] отмечено, что устройства, в которых отбор проводится не из потока газа, а со стенки газопровода, дают завышенные результаты расхода двухфазного газоконденсатного потока вследствие влияния жидкостной пленки, текущей по стенке газопровода. Погрешности, связанные с сорбционными явлениями на поверхностях элементов измерительного устройства, могли бы быть уменьшены за счет увеличения времени продувки измерительной системы исследуемым газом. Однако в таком случае возможно нежелательное захлаживание системы и, как следствие, нарушение условия изотермичности потока анализируемого газа и потока газа в газопроводе.

Прямой метод измерения расхода двухфазного газоконденсатного потока активно развивается и корпорацией Pall (США). В частности, измерительная установка [34] позволяет избавиться от эффекта первоначальной конденсации жидкости при заполнении установки исследуемым газом (как и устройство, разработанное ООО ИВЦ «Инжехим» [6]). К недостаткам измерительной установки Pall следует отнести ее громоздкость (длина ~ 3 м) и высокие объемы газа для анализа (~ 1000 м³).

Рассмотренные выше методики измерения расхода двухфазного газоконденсатного потока по своей сути являются разновидностями прямого метода измерения, в котором отбор пробы исследуемого газа производится (в идеале) при тех же термобарических условиях, что и в исследуемом

низкотемпературном сепараторе и в изокINETическом режиме, относительно потока газа в газопроводе. Несмотря на постоянное совершенствование рассматриваемых методик, по мнению Б.Д. Донских, В.А. Истомина, С.В. Крашенникова и Г.Н. Русановой [17] сохраняется ряд существенных недостатков:

- высокая трудоемкость выполнения измерений, длительность процедуры как подготовки так и проведения самого измерения, значительные затраты газа на проведение исследования;
- громоздкость и сложность аппаратуры для проведения эксперимента, сочетающаяся с низкой надежностью отдельных узлов установок и приводящая к значительному снижению общей точности измерений;
- большое число операций при проведении измерений, а так же использование специальных задвижек и дополнительных средств, использующихся для обеспечения необходимой точности измерений;
- непосредственно определяется только «дегазированная часть» унесенного конденсата, однако более корректно и обоснованно проводить измерение массы фактически уносимого из сепаратора нестабильного конденсата;
- трудности обеспечения представительности пробы, отбираемой из потока, поскольку режим изокINETического входа газа в пробоотборную трубку не гарантирует местных завихрений потока и отбивку капель на входе потока газа в пробоотборный зонд (независимо от формы наконечника зонда);
- отсутствие учета жидкостной пленки, возникающей на стенке газопровода, и практическая невозможность достоверной оценки вклада этой части уноса в величину общего уноса (что может значительно искажать результаты измерений).

Принципиально важными для методик измерения расхода двухфазного газоконденсатного потока являются последние два недостатка, поскольку их устранить технически затруднительно. Это объясняется тем, что пробоотборный зонд любой конструкции будет вносить неконтролируемые возмущения в поток

газожидкостной смеси и, таким образом, нарушать представительность отобранной пробы.

Установление обоснованных значений погрешности прямых методов возможно только с применением косвенного гравиметрического метода (описанного ниже) с известными метрологическими характеристиками. При этом указанные выше погрешности являются сугубо оценочными, в то время как реальная погрешность измерения капельного уноса может достигать 100 % отн. и более [36]. Таким образом, можно сделать вывод, что прямые методы из-за высокой погрешности фактически могут применяться только как индикаторные методы определения расхода двухфазного газоконденсатного потока.

Наиболее перспективным направлением представляется развитие косвенных методов определения расхода двухфазного газоконденсатного потока, в которых отбор пробы осуществляется не из гетерогенной газокapельной среды, а из гомогенной газовой фазы (когда капли конденсата и пленка жидкости уже испарились в газовый поток при повышении его температуры). В отличие от прямых методов, косвенные методы однозначно обеспечивают представительность пробы, что потенциально дает возможность повысить точность измерения расхода двухфазного газоконденсатного потока. В косвенных методах определены четкие метрологические характеристики, поскольку в них используются стандартизованные, аттестованные процедуры с известной погрешностью.

Косвенный метод измерения капельного уноса углеводородов после установок низкотемпературной сепарации природного газа был разработан авторами работы [19], с использованием измеряемого значения температуры точки росы по углеводородам в природном газе после установок низкотемпературной сепарации. При этом исследуемый газ должен иметь достаточно высокую температуру, чтобы гарантированно не содержать капель углеводородов, которые должны успеть испариться в газовый поток (например, измерение можно проводить после выхода газа из технологической нитки). Разница между значением измеренной температуры точки росы по углеводородам

и температурой в концевом сепараторе характеризует величину капельного уноса углеводородов. Для этого необходимо знать состав пластового флюида (до C12), а также использовать возможности современных расчетных комплексов (например, PRO II©, HYSYS© и др.).

Так, в работе [19] технологическое моделирование процесса низкотемпературной сепарации проводилось в программной среде «ГазКондНефть». Для расчета процесса сепарации использован состав пластового флюида на УКПГ-1АВ Уренгойского НГКМ. Температура в системе регулировалась таким образом, чтобы в низкотемпературном сепараторе она составляла $-30,0$ °С. С использованием разработанной технологической модели УКПГ авторами [19] проведены расчеты влияния капельного уноса углеводородов на измеряемую анализатором величину температуры точки росы по углеводородам. Были получены кривые конденсации (при различных давлениях) для значений уносов 0; 0,5; 1,0; 1,5; 2,0 г/м³. Таким образом, используя современные автоматизированные средства измерений температуры точки росы по углеводородам, можно проводить оценку капельного уноса из низкотемпературного сепаратора. На точность определения уноса будут влиять, прежде всего, погрешность анализатора при определении температуры точки росы по углеводородам, погрешность определения компонентного состава флюида и адекватность выбранной термодинамической модели расчета температуры точки росы по углеводородам. При этом данный метод ориентирован на определение достаточно больших уносов.

Другой косвенный метод для определения уноса жидких углеводородов из установок низкотемпературной сепарации описан в международном стандарте ISO 6570-2001 [44].

Метод ISO 6570 – 2001 заключается в пропускании измеряемого объема газа через сепаратор специальной конструкции. Если термобарические условия внутри измерительного сепаратора аналогичны условиям в исследуемом низкотемпературном сепараторе, то количество жидкости, оставшееся в сепараторе (при известном объеме пропущенного газа) характеризует величину

расхода двухфазного газоконденсатного потока. При этом конструкция сепаратора обеспечивает практически полное осаждение капель конденсата за счет длительного времени пребывания газоконденсатной смеси в сепараторе. На Рисунке 1.3 приведена общая схема подключения сепаратора, применяемая по методу ISO 6570 – 2001 [44].

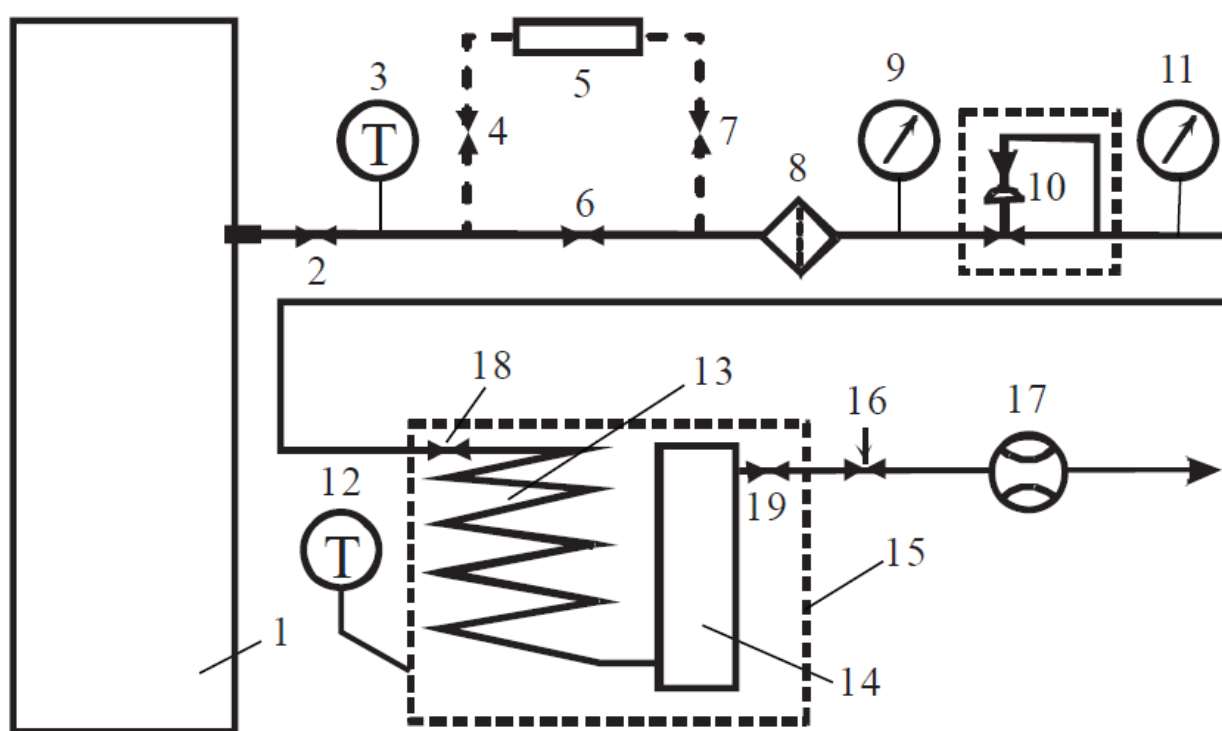


Рисунок 1.3. – Принципиальная схема установки для измерения количества конденсирующейся жидкости по методу ISO 6570 – 2001:

1 – газопровод, 2 – запорный вентиль, 3 – термометр, 4, 6, 7, 18, 19, вентили, 5 – фильтр-осушитель, 8 – механический фильтр, 9, 11 – манометры, 10 – обогреваемый редуктор, 12 – термометр, 13 – змеевик, 14 – измерительный сепаратор, 15 – термокриостат, 16 – выходной вентиль, 17 – измеритель расхода

Международный стандарт устанавливает два метода гравиметрического определения количества конденсирующейся жидкости. Метод А – ручной весовой метод и метод Б – полуавтоматический метод. При этом метод А является арбитражным для метода Б. Ручной метод заключается в непосредственном взвешивании измерительного сепаратора до и после накопления жидкости, разность между полученными значениями массы и будет равна количеству

жидкости при пропускании фиксированного объема газа. Косвенный метод основан на измерении давления столба накопившейся в вертикальной трубке (приваренной к днищу измерительного сепаратора) жидкости при помощи дифманометра и последующем пересчете величины давления в величину массы при известной площади сечения трубки.

Метод А налагает ограничения на максимальную массу измерительного сепаратора – 1100 г. При этом требования к весам: максимальная масса взвешивания не более 2 кг с разрешением 0,01 г.

Измерения по методу А проводят следующим образом. Сначала собирают измерительную схему установки для измерения количества конденсирующейся жидкости, как это показано на Рисунке 1.3. При этом, измерительный сепаратор 14 и змеевик 13 предварительно промывают каким-либо подходящим растворителем (например, пентаном) и высушивают в сушильном шкафу до постоянной массы. После того как в системе установилось заданное давление при требуемой температуре термостата 15 и при открытых вентилях 2, 6, 18 и закрытых 16 и 19, отсекают змеевик, и измерительный сепаратор закрытием вентилей 18 и 19 отсоединяют от измерительной схемы. Затем змеевик и сепаратор промывают от антифриза водой, проверяют на предмет протечек и высушивают до постоянной массы. Записывают начальное значение массы змеевика и сепаратора. После этого помещают змеевик с сепаратором обратно в термостат и подсоединяют к измерительной системе. Пропускают исследуемый газ через систему, последовательно открывая вентили 2, 6, 18, 19 и регулируя расход вентилем 16. Расход можно менять в диапазоне от 8 до 25 дм³/мин, в зависимости от ожидаемого количества конденсирующейся жидкости. При необходимости, можно пропускать исследуемый газ через фильтр-осушитель 5 для удаления паров воды путем закрытия вентиля 6 и открытия вентилей 4 и 7. Желательно пропускать через установку такое количество газа, чтобы масса сконденсировавшейся жидкости была не менее 1 г. После пропускания необходимого количества газа, которое фиксируют по счетчику 17, отсоединяют змеевик с сепаратором и повторяют операции по их промывке и высушиванию.

Записывают конечную массу змеевика и сепаратора, содержащего сконденсированную жидкость. Вычисляя разность конечной и начальной масс змеевика и сепаратора и деля ее на количество кубометров (при нормальных условиях, $T = 273,15 \text{ К}$, $P = 101,325 \text{ МПа}$ пропущенного газа, получают величину содержания конденсируемой при данных условиях жидкости в газе.

В методе Б перед выполнением измерений требуется провести калибровку измерительного дифманометра. Для этого в измерительную трубку, припаянную к днищу сепаратора, вносят различные количества н-декана (или его смеси с триметилбензолом) с известной массой и фиксируют соответствующие показания дифманометра при рабочем давлении и минимальной температуре, при которой еще не происходит конденсация жидкости из газа. По полученной калибровочной зависимости показаний дифманометра от массы жидкости в ходе измерений определяют массу конденсата, выделившегося из известного объема исследуемого газа.

При тщательном выполнении всех требований метода и отсутствии источников погрешности, связанных с утечками газа, недостаточным высушиванием змеевика и сепаратора, конденсацией паров воды и т.п., может быть достигнута погрешность измерений $\pm 1 \%$.

К основным недостаткам метода можно отнести его большую трудоемкость, сложность и дороговизну оборудования, сложности практической реализации для прямого отбора проб, а также достаточно высокую продолжительность измерений (до 20 часов и более).

Подведем итоги проведенного выше анализа методов измерения уноса капельной жидкости из низкотемпературных сепараторов установок низкотемпературной сепарации.

В настоящее время, такими компаниями, как Pall Corp., ДОО «ЦКБН» и ООО ИВЦ «Инжехим» активно развиваются модификации прямого метода измерения расхода двухфазного газоконденсатного потока. Однако эти методы имеют ряд недостатков, связанных со сложностями отбора проб (представительностью проб). На сегодняшний день они могут быть

рекомендованы только в качестве индикаторных методов. Их преимущество – возможность оценки малых уносов.

Косвенные методы измерения капельного уноса углеводородов потенциально обладают рядом преимуществ по отношению к модификациям прямого метода. В частности, лишены погрешностей, вызванных искажением пробы двухфазного газоконденсатного потока, позволяют определять фактический (полный) расход двухфазного газоконденсатного потока с учетом растворенных легких компонентов. Кроме того, данные методы пригодны для автоматизации процесса измерения.

1.2. Анализ основных положений методик, использующих метод отбора проб из потока

Анализ методик, использующих метод отбора проб из потока, приведенных в [18, 24, 25, 27, 29, 33] показал, что все они основаны на однотипных принципах. Исследованию подвергается ядро потока газа с содержащейся в ней капельной жидкостью. Отбор пробы исследуемого потока осуществляется методом части потока. Далее отобранная часть потока подвергается разделению в сепарационном блоке фильтрующего типа на газ и жидкость. Затем газ проходит расходомер для учета его расхода и отводится либо в атмосферу, либо в систему утилизации сбросных газов. Жидкость, уловленная на фильтре, либо остается в фильтрующем элементе, либо собирается в накопительной емкости. Способ накопления жидкости определяется ее количеством в отобранной части исследуемого потока. После окончания отбора части потока определяется масса уловленной жидкости. По окончании исследований на основе известного объема газа прошедшего через измерительный прибор и массы уловленной жидкости рассчитывается ее содержание в газовом потоке после сепарационного и абсорбционного оборудования в мг/м^3 при стандартных условиях.

Средняя проба газа отбирается так, чтобы она могла характеризовать средний состав потока газа за более или менее длительный промежуток времени, за полный цикл или период процесса. Учитывая, что скорость газа в процессе

цикла или периода может меняться, необходимо также менять скорость отбора пробы, т. е. отбор пробы должен производиться не в функции от времени, а в функции от расхода потока газа.

Отбор пробы исследуемого потока производится в изокINETическом режиме. Обеспечение изокINETического режима отбора пробы из потока газа в поперечном сечении прямолинейного участка трубопровода после технологического оборудования осуществляется поддержанием равенства скорости движения части потока через измерительный прибор и средней скорости движения потока по прямолинейному участку трубопровода.

Контроль за соблюдением изокINETического режима отбора осуществляется на основе поддержания пропорциональных расходов газа через прямой участок трубопровода и измерительные приборы. Пропорциональные расходы газа определяются на основе соотношения площадей поперечного сечения прямого участка трубопровода и входного канала изокINETического пробоотборного зонда или штуцера на образующей трубопровода (методика УНИПР ООО «Газпром добыча Ямбург» [24]). Расходы газа контролируются по показаниям расходомеров при рабочих условиях на прямом участке трубопровода и на его выходе с измерительного прибора.

Также осуществляется поддержание равенства температур и давлений на прямом участке трубопровода и в сепарационном блоке измерительного прибора. Контроль данных параметров производится по показаниям датчиков давления и температуры, установленных на прямом участке трубопровода и сепарационном блоке измерительного прибора.

Измерительные приборы, применяемые при замера содержания капельной жидкости в своем составе, имеют два блока:

- пробоотборный;
- сепарационный.

В пробоотборный блок входит: изокINETический зонд, устройство для его ввода в прямой участок трубопровода и соединительная линия с сепарационным блоком.

В состав сепарационного блока входит: фильтр для отделения капельной жидкости от газа, датчики температуры и давления, газовый расходомер на выходе из сепарационного блока, узел регулирования расхода газа (игольчатый вентиль либо дроссельная шайба с отверстием определенного диаметра).

На основе методик [18, 24, 25, 27, 29, 33] для замера расхода двухфазного газоконденсатного потока сформулирован ряд общих признаков для их сравнительной характеристики:

- применимость методики относительно ожидаемой концентрации капельной жидкости в газе после технологического оборудования;
- учет влияния структуры исследуемого двухфазного газоконденсатного потока на способ отбора пробы;
- учет режима движения исследуемого двухфазного газоконденсатного потока при отборе проб;
- способ обеспечения изокINETического режима отбора части исследуемого потока;
- расположение сечения отбора пробы двухфазного газоконденсатного потока;
- длина участка трубопровода необходимого для стабилизации режима течения двухфазного газоконденсатного потока;
- принцип отбора двухфазного газоконденсатного потока для формирования представительной пробы;
- конструкция применяемого пробоотборного зонда;
- характеристика материала применяемого для отделения капельной жидкости.

Анализ этих методик показывает, что применимость относительно ожидаемой концентрации капельной жидкости в газе после технологического оборудования не представлена для методик [24], [29]. При отборе части исследуемого двухфазного потока не учитывается его структура. Не учитывается режим движения исследуемого потока по прямому участку трубопровода. Нет

единого подхода в выборе места расположения пробоотборного сечения на прямом участке трубопровода. Отсутствует информация о необходимом участке стабилизации режима и структуры движения исследуемого потока на прямом участке трубопровода. В каждом из рассмотренных случаев различный способ формирования представительности отобранной пробы. Конструкция применяемого пробоотборного зонда различная в каждом из рассматриваемых измерительных приборов. В сепарационном блоке каждого из приборов применяется различный материал для улавливания капельной жидкости. Эффективность улавливания применяемого материала приведена только в методике [25].

1.3. Описание приборов замера и основных положений стандартизированных методик

1.3.1. Методика, стандартизированная ГОСТ Р ИСО 8573-2-2005

Методы отбора проб в ГОСТ Р ИСО 8573-2-2005 [10] устанавливаются для количественной оценки содержания масел в аэрозольной или жидкой формах (кроме их паров), которые присутствуют в воздухе, выходящем из компрессоров и других систем сжатого воздуха, и требования к оборудованию, применяемому для контроля содержания частиц масел в системах подачи сжатого воздуха. Применение данной методики позволяет обеспечить контроль содержания масел в потоке воздуха с точностью до 10 % от измеряемой величины в интервале от 0,001 до 20,000 мг/м³ при стандартных атмосферных условиях в разные периоды времени отбора проб. В ГОСТ Р ИСО 8573-2-2005 [10] приведены два метода контроля А и В.

Метод А применяется для исследования потока воздуха, который пропускается через два последовательно расположенных коалесцирующих фильтра тонкой очистки. Контроль содержания масел в виде аэрозолей производится в полном потоке сжатого воздуха и пристеночном течении.

Метод также может быть использован для контроля содержания частиц масел в виде аэрозолей, которые, как правило, находятся в воздухе, выходящем из компрессора, соединенным с воздушно-масляным сепаратором. Концентрация масел от $5,0 \text{ мг/м}^3$ и выше может быть определена с точностью до 10 %. Время измерений составляет от 50 до 200 часов. Метод может быть применен для длительных измерений.

Принципиальный вид оборудования применяемого для измерений по методу А приведен на рисунке 1.4.

Контрольное оборудование должно работать при расходах воздуха до 200 л/с при стандартных условиях и эффективном давлении до 0,7 МПа (по манометру). Для больших расходов применяются несколько схем контроля или избыточный воздух отводится с помощью Y-образного тройника. Для представительного отбора проб скорости воздуха в отводных магистралях Y-образного тройника должны быть примерно равными. Полный расход воздуха определяется по его скорости.

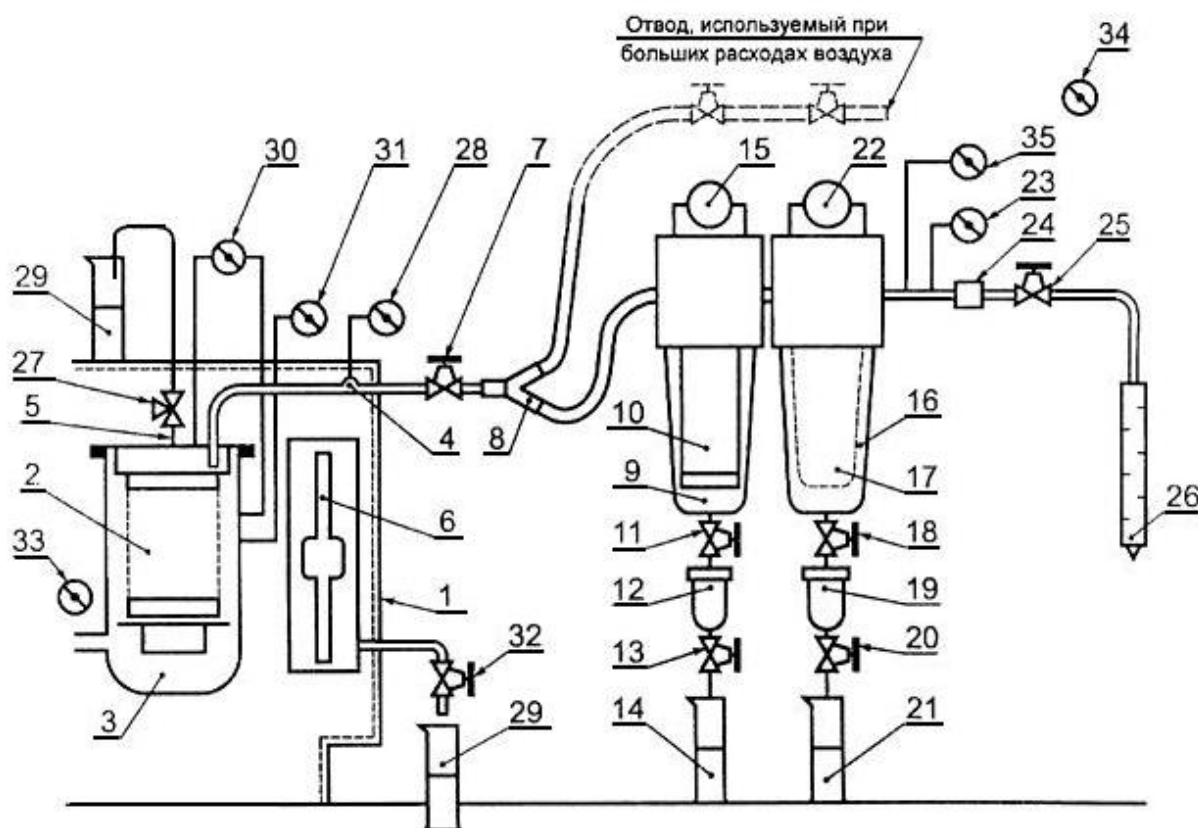


Рисунок 1.4 – Оборудование, применяемое для метода А: 1 – компрессор; 2 – воздушно-масляный сепаратор; 3 – маслосборник сепаратора; 4 – выпускная труба; 5 – продувочная труба; 6 – вторичный холодильник; 7, 11, 32 – запорный клапан; 8 – Y-образный тройник; 9 – корпус тонкой очистки для отбора проб; 10 – высокоэффективный коалесцирующий фильтр; 12 – накопительная емкость (прозрачная); 13 – сливной клапан; 14, 29 – измерительная колонка; 15, 30 – дифференциальный манометр; 23 – манометр; 24 – расходомер; 25 – вентиль регулирования потока; 26 – глушитель; 27 – трехходовый клапан; 28 – датчик выходного давления; 31, 35 – датчик температуры; 33 – датчик температуры окружающей среды; 34 – гигрометр

Метод В включает в себя две методики отбора проб для количественного анализа содержания масел – В.1 и В.2.

Метод В.1 применяется для отбора проб и контроля содержания аэрозольных частиц в потоке воздуха с постоянной скоростью. Метод позволяет произвести количественную оценку содержания частиц масел в виде аэрозолей в

системе сжатого воздуха при условии, что загрязнения в пристеночном течении отсутствуют. Воздушный поток пропускается через контрольное оборудование с помощью встроенных клапанов, которые предварительно проверены с целью исключения возможности загрязнения маслами.

Оборудование для отбора проб и проведения анализа должно иметь точность выше 10 % для концентрации масел от 0,001 до 5,000 мг/м³ при отборе пробы в течение от 30 до 2 минут соответственно. При использовании этого метода весь поток воздуха пропускается через измерительную мембрану. Принципиальный вид оборудования используемого при проведении замера содержания аэрозолей масел в сжатом воздухе по методу В1 приведен на Рисунке 1.5.

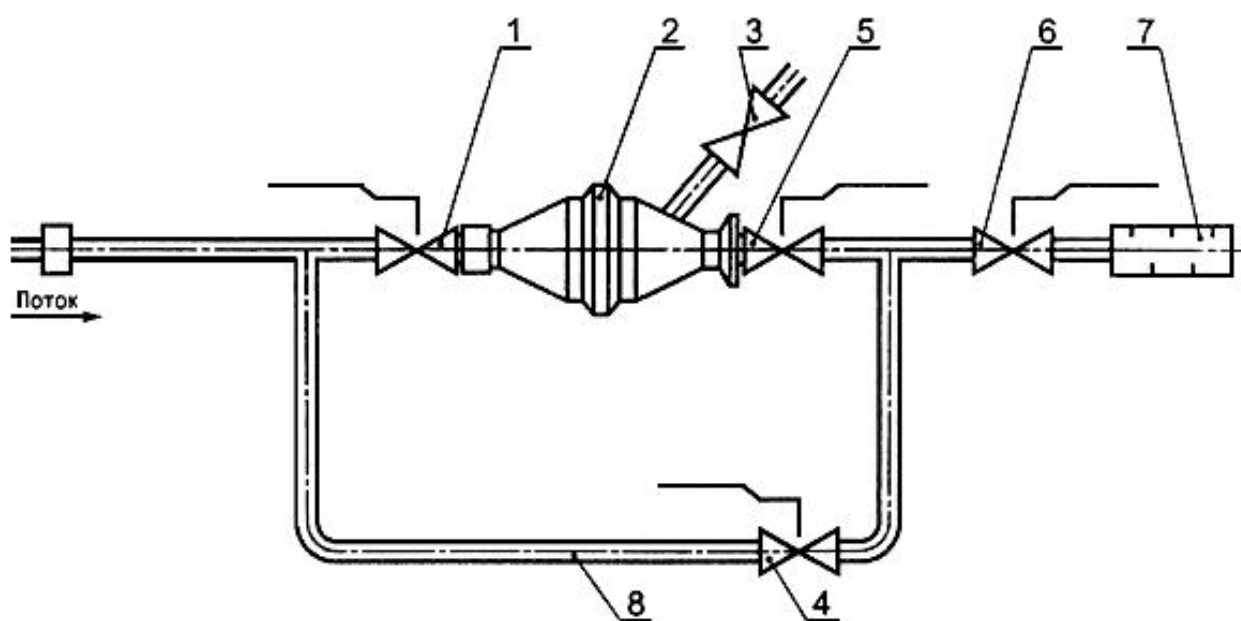


Рисунок 1.5 – Оборудование для проведения контроля по методу В1: 1, 4, 5 – запорные шаровые клапана для полного потока воздуха; 2 – патрон мембраны; 3 – клапан сброса; 6 – вентиль регулирования потока; 7 – глушитель; 8 – обводная труба

Оборудование для контроля по методу В.2 аналогично оборудованию, применяемому по методу В.1. Дополнительно предусматривается пробоотборник,

позволяющий отбирать пробы из части потока при изокинетических условиях, если ограничения на скорость потока для метода В1 будут превышены.

Пробоотборник может быть присоединен к любой секции трубы при помощи кранов, если при отборе пробы воздуха из основной трубы будет выполнено условие равенства скоростей потока воздуха. Для определения условий отбора проб воздуха, скорости его потоков в основной трубе и в пробоотборнике должны быть известны. Пробоотборник может быть присоединен вблизи центра сечения основной трубы. При очень низкой концентрации масел (до $0,01 \text{ мг/м}^3$) рекомендуемое время отбора проб составляет от 1 до 3 часов.

Для систем с большим расходом воздуха может использоваться изокинетический режим отбора проб, если отсутствует пристеночное течение (например, при общей концентрации частиц масел в виде аэрозолей менее $5,0 \text{ мг/м}^3$). Выполнение условий изокинетичности отбора проб воздуха при малых размерах частиц не критично (до 1 мкм), но при этом целесообразно хотя бы приближенно их соблюдать.

Изокинетический отбор проб возможен при следующих условиях:

- отбор проб производится на расстоянии не менее 10 диаметров основной трубы вверх от изгибов или сужений и на расстоянии не менее трех диаметров вниз по движению потока;
- размер пробоотборника не должен влиять на поток воздуха;
- при выбранных условиях контроля сканирование пробоотборником поперечного сечения трубы необязательно;
- при отборе проб необходимо турбулентное течение потока воздуха по основной трубе (число Рейнольдса более 4000).

Принципиальный вид оборудования для изокинетического отбора проб воздуха при концентрации в нем аэрозолей масла от $0,01$ до $5,00 \text{ мг/м}^3$ приведено на Рисунке 1.6.

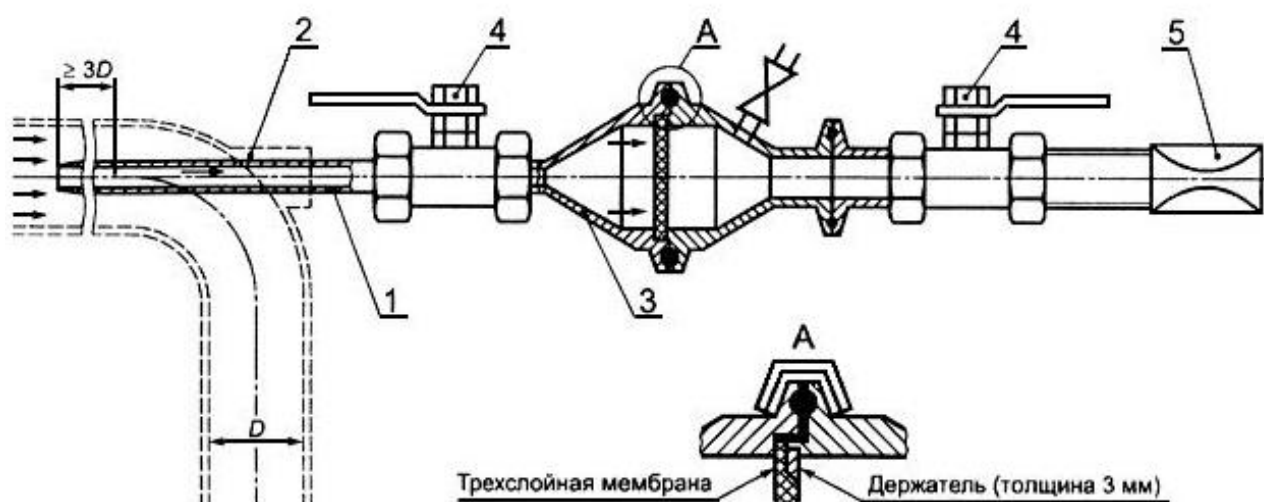


Рисунок 1.6 – Оборудование для изокинетического отбора в месте изгиба трубы по методу В.2: 1 – пробоотборник; 2 – патрубок с уплотнением; 2 – патрон мембраны; 4 – полнорасходный шаровой клапан; 5 – расходомер

1.3.2. Методика, стандартизированная ГОСТ Р ИСО 8573-4-2005

Методы контроля содержания твердых частиц в сжатом воздухе устанавливает ГОСТ Р ИСО 8573-4-2005 [11]. Контроль содержания твердых частиц может выполняться при атмосферном давлении или при давлении в окружающей среде в зависимости от используемого оборудования. Контроль может выполняться для всего потока или его части. Для частиц с размерами более 1 мкм отбор проб должен быть изокинетическим. Принципиальная схема оборудования для отбора проб во всем потоке воздуха приведена на Рисунке 1.7.

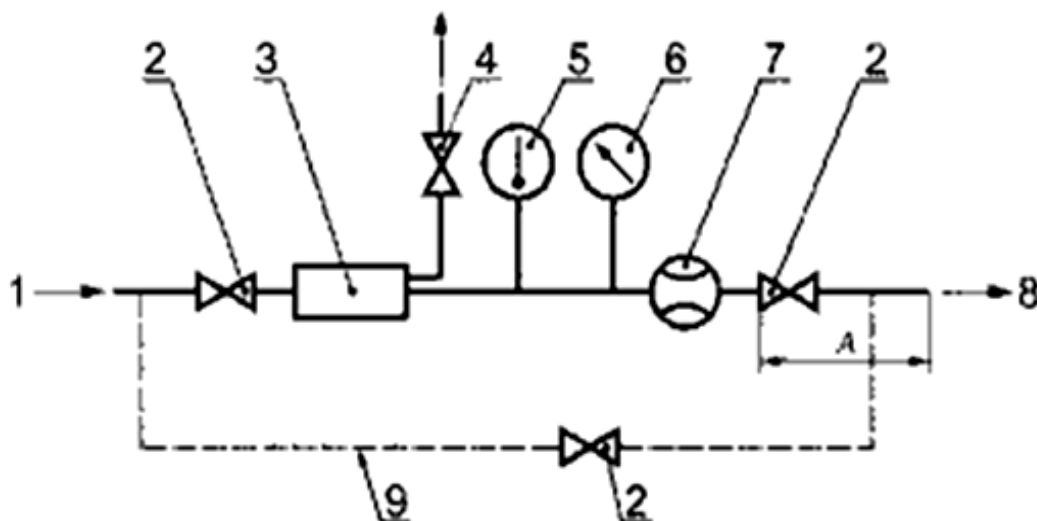


Рисунок 1.7 – Контрольное оборудование для отбора проб во всем потоке воздуха: 1 – поступление анализируемого воздуха от технологического процесса; 2 – перекрывающий клапан всего потока воздуха; 3 – держатель мембраны; 4 – устройство сбора давления с мембранного фильтра; 5 – датчик температуры; 6 – манометр; 7 – датчик расхода воздуха; 8 – выход воздуха в атмосферу или в технологическое оборудование; 9 – обводное соединение; А - минимальная длина трубопровода до вывода потока воздуха в атмосферу

Условие изокINETического отбора следует соблюдать для небольших частиц (менее 1,0 мкм), хотя для них оно не является критическим. Устройство для изокINETического отбора проб (пробоотборник) должно удовлетворять следующим требованиям:

- отбор проб должен производиться на прямом участке трубопровода. Пробоотборник должен размещаться на расстоянии не менее 10 D от изгиба, находящегося выше и не менее 3 D до изгиба ниже по движению потока воздуха;
- размеры пробоотборника не должны влиять на поток воздуха;
- в основном потоке воздуха должны выполняться условия турбулентности (число Рейнольдса более 4000).

Оборудование для изокINETического отбора проб принципиально приведено на рисунке 1.8. Условие изокINETичности поддерживается на основе выражения (1).

$$\frac{q}{Q} = \frac{f}{F}, \quad (1)$$

где q – расход газа через измерительный прибор при рабочих условиях, тыс. м³/ч;

Q – расход газа в поперечном сечении прямолинейного участка трубопровода при рабочих условиях, м³/ч;

f – площадь сечения канала наконечника пробоотборного зонда, 16 мм²;

F – площадь сечения исследуемого трубопровода, мм².

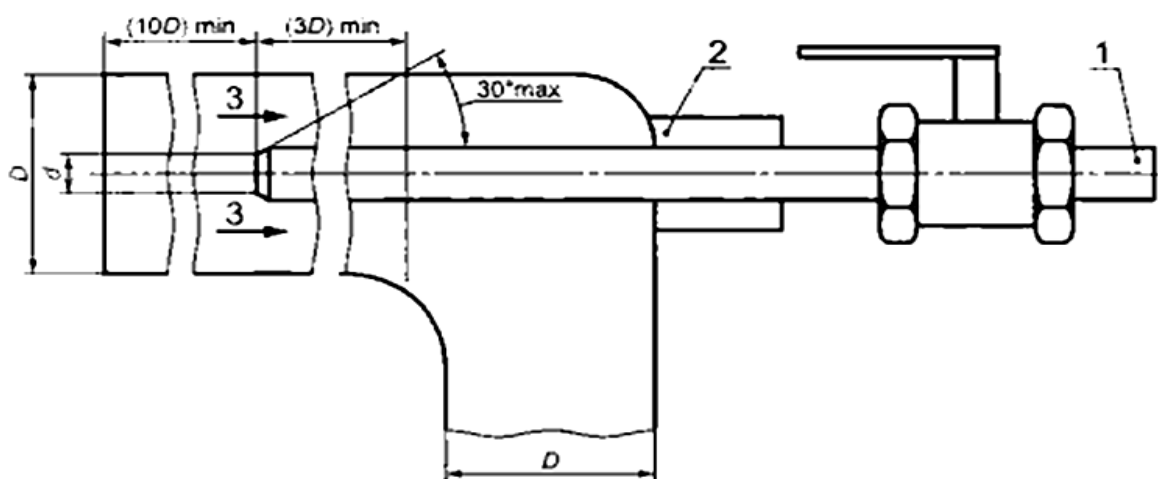


Рисунок 1.8 – Расположение пробоотборника при изокINETическом отборе проб: 1 – пробоотборник в основном трубопроводе; 2- муфта для регулирования пробоотборника при установке; 3 – направление потока воздуха; D – диаметр основного трубопровода; 10 D – минимальный прямой участок трубопровода до пробоотборника; 3 D – минимальный прямой участок трубопровода после пробоотборника; d – внутренний диаметр пробоотборника

1.3.3. Методика, стандартизированная ГОСТ Р ИСО 9096–2006

Метод измерений массовой концентрации твердых частиц (пыли) в отходящих пылегазовых потоках в диапазоне от 20 до 2000 мг/м³ в нормальных условиях устанавливает ГОСТ Р ИСО 9096–2006 [12]. Анализируемый

пылегазовый поток отбирают из основного потока в установленных точках отбора проб в течение измеряемого периода времени при контролируемом изокINETическом расходе. Измеряют объем отобранной пробы пылегазового потока на предварительно взвешенном фильтре, который затем подвергается осушке и повторному взвешиванию, отделяют твердые частицы (пыль), увлекаемые пробой. Пыль, осевшую выше по потоку от фильтра в устройствах отбора проб, извлекают и взвешивают. Увеличение массы фильтра и массу пыли, осевшей выше по потоку от фильтра, приписывают твердым частицам, находившимся в отобранной пробе. Отношение массы собранных твердых частиц к объему отобранной пробы позволяет рассчитать концентрацию твердых частиц в пылегазовом потоке.

Достоверные результаты могут быть достигнуты, если:

- во время отбора проб собирается достаточное количество пыли, которое по крайней мере в пять раз превышает соответствующее значение для нулевой пробы;
- пылегазовый поток в газоходе в месте отбора пробы имеет приблизительно постоянные и известные скорость, температуру, давление и однородный состав;
- направление пылегазового потока параллельно оси насадки;
- отбор проб проводят без возмущения пылегазового потока с использованием остроконечной насадки, обращенной навстречу потоку;
- во время испытаний поддерживают изокINETические условия отбора проб;
- пробы отбирают в установленных точках (при заранее определенном их числе) в плоскости отбора проб, чтобы обеспечить получение представительной пробы при неравномерном распределении твердых частиц в газоходе или трубе;
- система отбора проб сконструирована и работает без конденсации и утечек;
- пыль, осевшую выше по потоку от фильтра, извлекают и/или учитывают;

- процедуры отбора проб и взвешивания адаптированы в соответствие с ожидаемым количеством пыли, как установлено в настоящем стандарте.

Предварительный отбор проб возможен, если доступно подходящее место, в котором скорость потока в плоскости отбора проб достаточно однородна. Отбор проб следует проводить при достаточном числе точек отбора проб, обычно расположенных на нескольких линиях отбора проб. Для проведения испытания должны быть предусмотрены удобные порты доступа и рабочие площадки. Плоскость отбора проб должна быть расположена на прямом участке газохода (предпочтительно вертикальном) с постоянной формой и площадью поперечного сечения. Плоскость отбора проб должна находиться как можно выше или ниже по потоку от каких-либо препятствий, которые могут вызвать возмущение или изменение направления потока (возмущения, вызванные, например, изгибами, вентиляторами или очистительным оборудованием). Измерение скорости движения потока по газоходу проводят с помощью трубок полного и статического напора Пито-Прандтля.

Система отбора проб состоит главным образом из:

- всасывающего патрубка (зонда для отбора проб) с входной насадкой;
- корпуса фильтра, включающего фильтр и фильтродержатель, расположенного в газоходе (фильтрование внутри газохода или метод внутренней фильтрации) или за его пределами (фильтрование за пределами газохода или метод внешней фильтрации), при этом системы отбора проб будут несколько различаться. При наличии капель воды используют фильтрование за пределами газохода;
- всасывающего устройства с газовым счетчиком.

Для анализа представляет интерес устройства для фильтрования за пределами газохода (Рисунок 1.9). Устройства системы отбора проб сделаны из коррозионно-стойкого и, при необходимости, термостойкого материала, например, нержавеющей стали, титана, кварца или стекла. Однако, если планируется последующий анализ собранной пыли (например на содержание

тяжелых металлов), части, находящиеся в контакте с отобранном газом, не должны быть сделаны из нержавеющей стали.

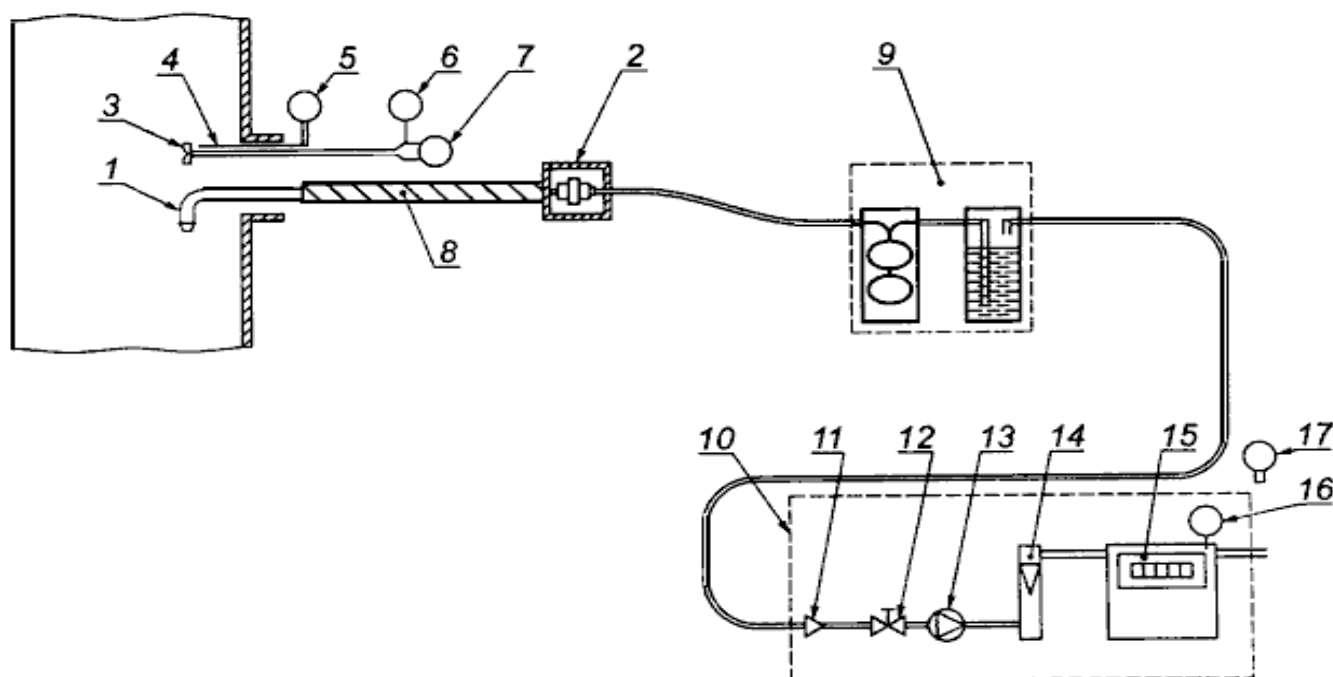


Рисунок 1.9 – Пример системы отбора проб сухого газа (фильтр за пределами газохода): 1 - входная насадка; 2 - фильтродержатель; 3 - трубка Пито; 4 - зонд для измерения температуры; 5 - измеритель температуры; 6 - прибор для измерения статического давления; 7 - прибор для измерения перепада давления; 8 - опорная трубка; 9 - система охлаждения и осушки; 10 - всасывающее устройство и газовый счетчик; 11 - запорно-выпускной клапан; 12 - клапан для регулировки; 13 - насос; 14 - расходомер; 15 - волюметр сухого газа; 16 - прибор для измерения температуры; 17 - барометр

Входная насадка должна иметь обтекаемую форму, не вызывающую возмущения основного пылегазового потока. Ее принципиальный вид приведен на Рисунке 1.10.

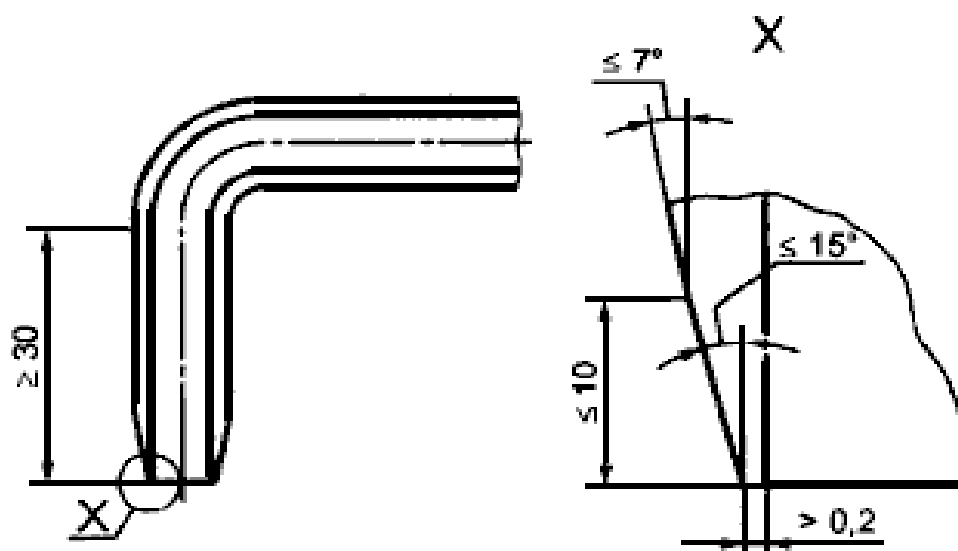


Рисунок 1.10 – Двух угловая входная насадка

1.3.4. Методика, стандартизированная ГОСТ 2517-2012

Методы отбора проб нефти и нефтепродуктов из резервуаров, подземных хранилищ, нефтеналивных судов, железнодорожных и автомобильных цистерн, трубопроводов, бочек, бидонов и других средств хранения и транспортирования устанавливаются ГОСТ 2517-2012 [6]. Данный стандарт не распространяется на сжиженные газы и нефтяной кокс замедленного коксования.

Пробу нефти или нефтепродукта из трубопровода отбирают стационарным пробоотборником. Схемы отбора проб из трубопровода приведены на Рисунках 1.11 и 1.12. Пробозаборные трубки монтируют на корпусе диспергатора.

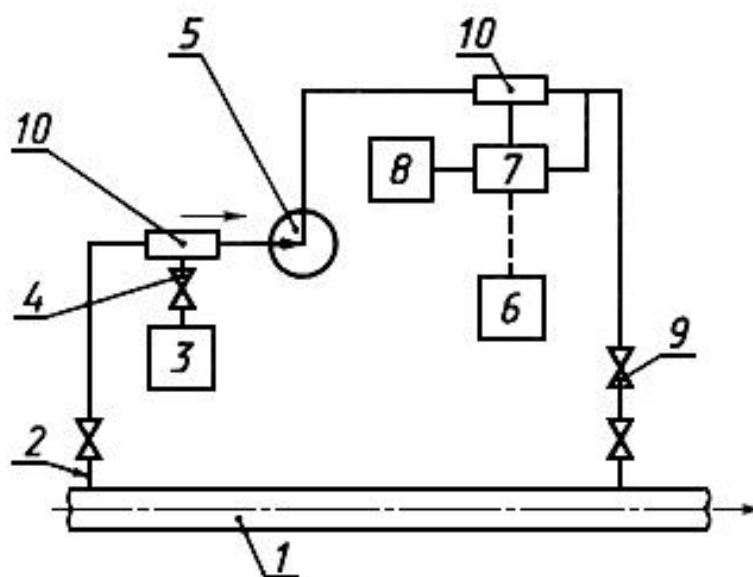


Рисунок 1.11 – Схема отбора проб из трубопровода с помощью пробозаборных устройств щелевого типа: 1 - трубопровод; 2 - пробозаборное устройство; 3, 8 - пробозаборники; 4 - кран для ручного отбора проб; 5 - насос; 6 - регуляторы; 7 - запорное устройство; 9 - обратный клапан; 10 - диспергаторы

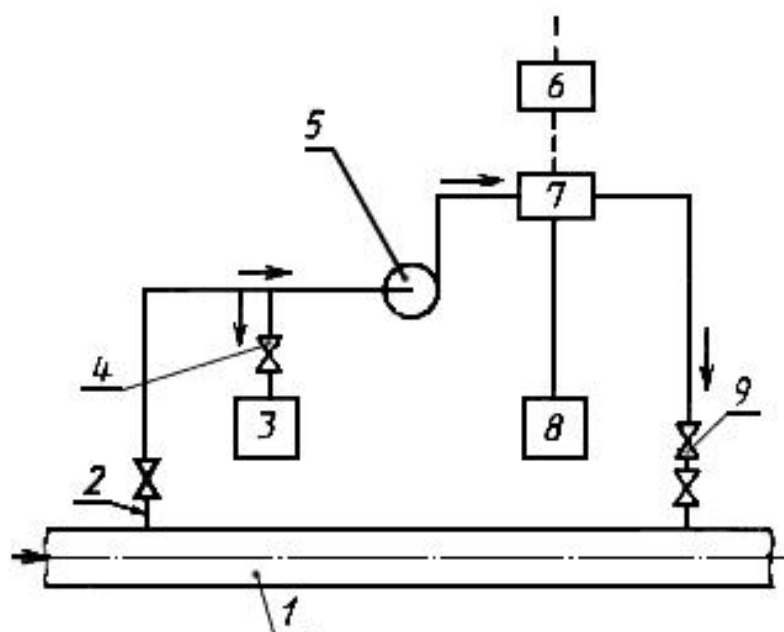


Рисунок 1.12 – Схема отбора проб нефти и нефтепродуктов из трубопроводов: 1 - трубопровод; 2 - пробозаборное устройство; 3, 8 - пробозаборник; 4 - кран для ручного отбора проб; 5 - насос; 6 - регулятор; 7 - запорное устройство; 9 - обратный клапан

Пробу из трубопровода отбирают только в процессе перекачивания при скорости жидкости на входе в пробозаборное устройство, равной средней линейной скорости жидкости в трубопроводе в том же направлении.

Допускается отбирать пробу при скорости жидкости на входе в пробозаборное устройство не менее половины или не более чем в два раза средней линейной скорости жидкости в трубопроводе.

Пробозаборное устройство устанавливают внутри трубопровода в однородном потоке (содержание воды, солей и механических примесей одинаково по поперечному сечению) жидкости на вертикальном или горизонтальном участке трубопровода при высокой линейной скорости движения жидкости, после насоса или перемешивающего устройства.

На вертикальном участке трубопровода пробозаборное устройство устанавливают в конце участка по направлению движения жидкости на расстоянии половины диаметра трубопровода до начала его изгиба, если участок трубопровода только восходящий или только нисходящий.

На горизонтальном участке трубопровода узел выхода пробозаборного устройства располагают сверху.

На вертикальном или горизонтальном участке трубопровода, по которому течет однородный поток нефти или нефтепродукта, устанавливают пробозаборное устройство в виде одной трубки с загнутым концом независимо от диаметра трубопровода. Загнутый конец трубки располагают по оси трубопровода навстречу потоку (Рисунок 1.13).

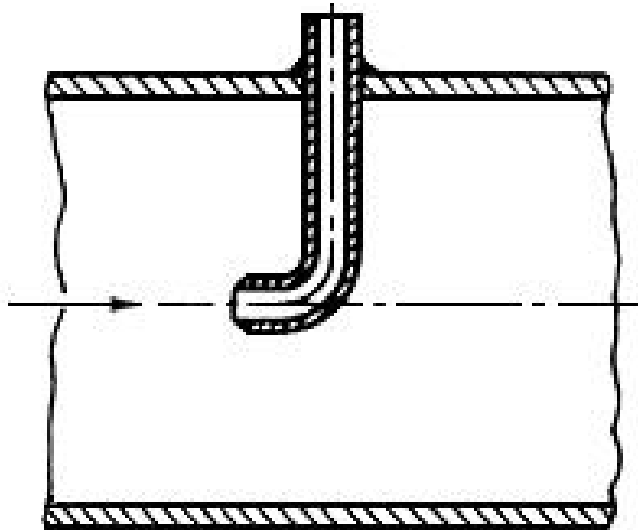


Рисунок 1.13 – Схема расположения пробозаборного устройства в виде одной трубки

При неоднородном потоке жидкости устанавливают вертикально по диаметру трубопровода пробозаборное устройство щелевого типа с одним или пятью отверстиями (Рисунки 1.14 и 1.15), ориентированными навстречу потоку.

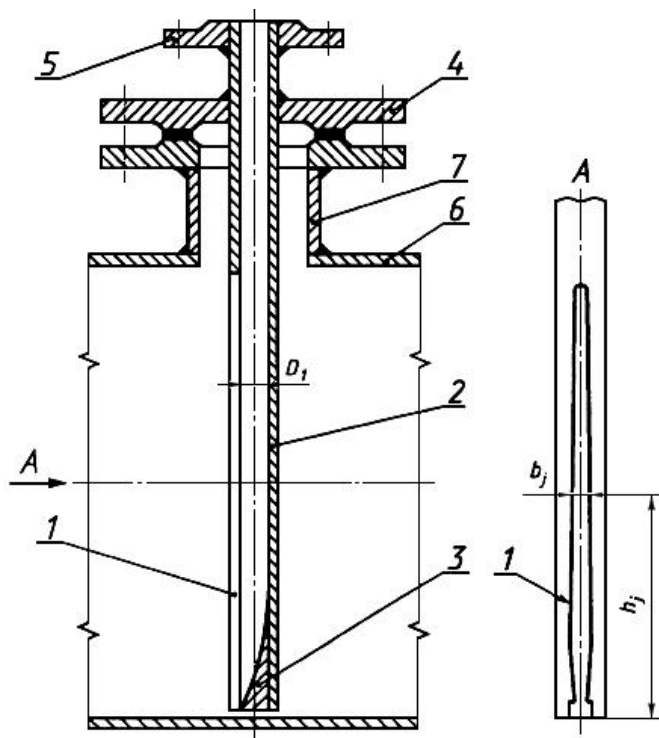


Рисунок 1.14 – Пробозаборное устройство щелевого типа с одним отверстием: 1 - отверстие; 2 - трубка; 3 - стабилизатор; 4 - крышка; 5 - штуцер; 6 - трубопровод; 7 - монтажный патрубок

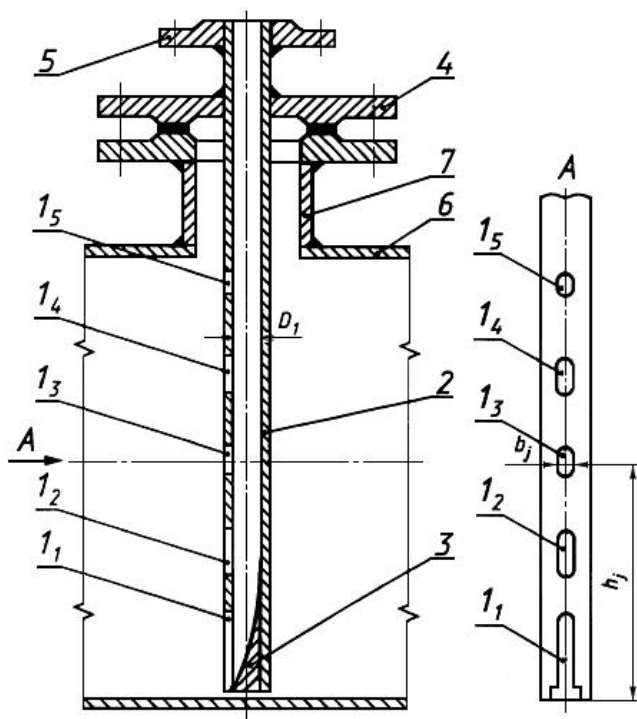


Рисунок 1.15 – Пробозаборное устройство щелевого типа с пятью отверстиями: 1 - отверстия; 2 - трубка; 3 - стабилизатор; 4 - крышка; 5 - штуцер; 6 - трубопровод; 7 - монтажный патрубок

Допускается устанавливать пробозаборное устройство в виде пробозаборных трубок с загнутыми концами, направленными навстречу потоку:

- одна трубка - при диаметре до 100 мм;
- три трубки - при диаметре от 100 до 400 мм;
- пять трубок - при диаметре свыше 400 мм.

При отборе проб нефтепродуктов, полученных смешением на потоке, пробозаборное устройство должно быть на расстоянии не менее 25 диаметров трубопровода вниз по потоку от места ввода последнего компонента, чтобы обеспечить перемешивание всех компонентов и получение пробы из однородного потока.

2. ИССЛЕДОВАНИЯ ХАРАКТЕРИСТИК РЕЖИМА И СТРУКТУРЫ ДВИЖЕНИЯ ВЫСОКОДИСПЕРСНОГО ДВУХФАЗНОГО ГАЗОВОГО ПОТОКА ПОСЛЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ

2.1. Гидродинамические режимы течения в горизонтальном и вертикальном прямом участке трубопровода

Режимы течения двухфазных газоконденсатных потоков в трубах различаются по характеру движения каждой из фаз и их структуре. Картина движения такой жидкости многообразна и зависит от большого количества факторов, в частности, от соотношения фаз, объемных расходов компонент, вязкости жидкости, силы поверхностного натяжения, наличия поверхностно-активных веществ и т.д.

Глобальная картина движения определяется смачиваемостью внутренней поверхности трубы жидкостью. При течении жидкости, смачивающей материал трубы, на внутренней поверхности последней всегда формируется жидкая пленка, а газ отжимается в ядро потока смеси. При течении жидкости не смачивающей материал трубы, значительная масса жидкости оттесняется в ядро потока, а газ (пар) прорывается между внутренней поверхностью трубы и струями жидкости.

При выполнении обзора научно-технической литературы по исследованию движения систем газ–жидкость по трубопроводам выявлено отсутствие экспериментальных данных по определяющим теплофизическим и гидродинамическим параметрам такого потока.

К основным известным положениям по данной тематике относятся работы: Кутателадзе С. С., Стыриковича М.А. [21], Хьюитти Дж., Холл-Тейлера Н. [39], Нигматулина Р.И. [26], Уоллиса Г. [38], Чисхолма Д. [40], Бабенко А.В. [3].

В данных монографиях рассматриваются наиболее общие случаи течения двухфазных газожидкостных потоков. В приведенных выше источниках представлены экспериментальные данные и теоретические обоснования для всех режимов течения газожидкостного потока от пузырькового до дисперсно-кольцевого с концентрацией жидкости более 100 мг/м³.

По структуре смеси режимы течения в вертикальных трубах можно разделить на пузырьковый, эмульсионный, снарядный и дисперсно-кольцевой (Рисунок 2.1.).

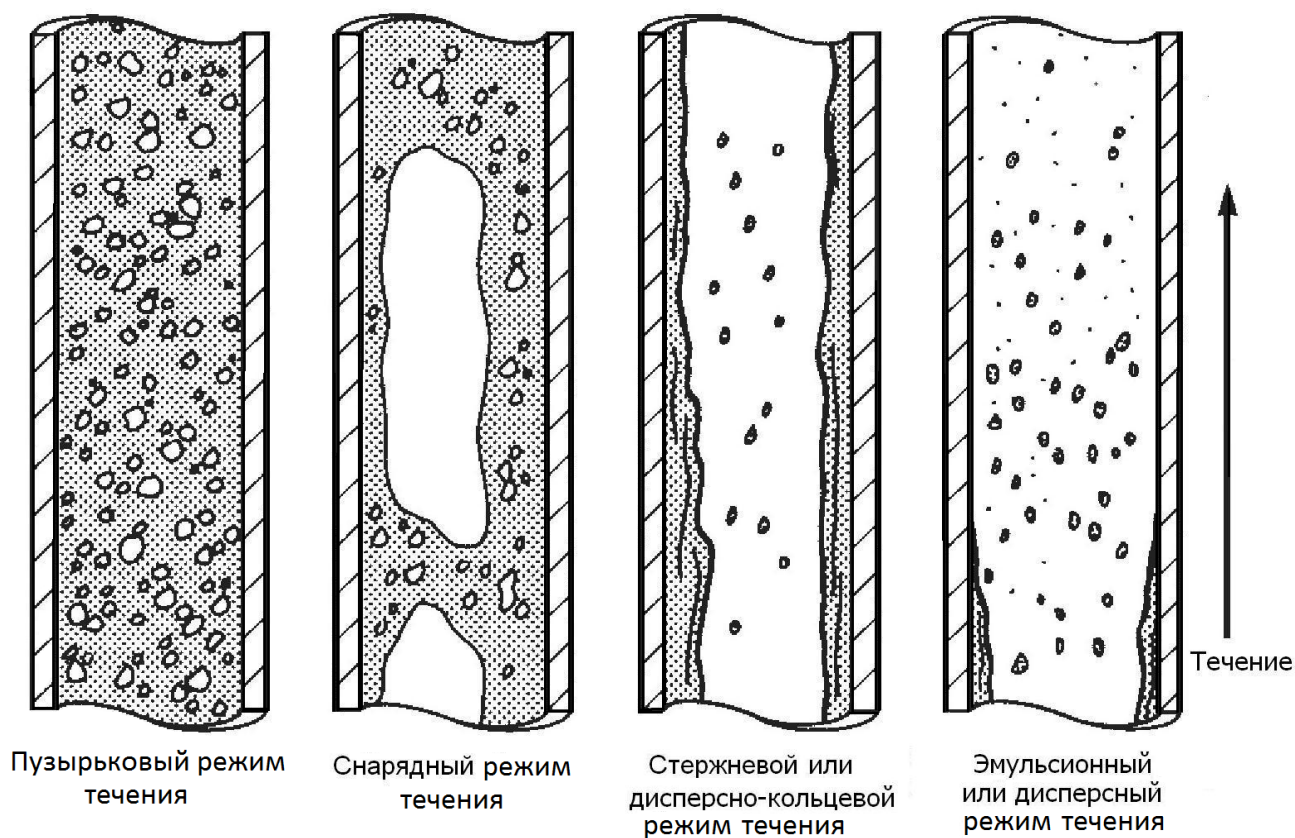


Рисунок 2.1 – Гидродинамические режимы течения в вертикальном трубопроводе.

Пузырьковый режим имеет место при малых газосодержаниях потока и характеризуется движением газа в виде отдельных, малых по сравнению с радиусом трубы, пузырей. Относительная скорость газовой фазы в этом случае близка к скорости свободного всплытия пузырей.

Эмульсионный (дисперсный) режим представляет собой движение смеси, состоящей из большого количества относительно небольших, сильно взаимодействующих пузырей газа в несущем потоке жидкости.

Снарядный режим характеризуется периодическим прохождением больших цилиндрических пузырей, диаметр которых соизмерим с диаметром трубы, а длина может быть во много раз больше. За каждым таким «снарядом» следует жидкая пробка, содержащая мелкие пузыри газа.

Дисперсно-кольцевой режим характеризуется отчетливо выраженной жидкой пленкой, текущей по внутренней поверхности трубы, и центральной струей газа, в которой распылена часть жидкой компоненты смеси.

При значительных относительных плотностях газа и малом поверхностном натяжении основным видом течения смеси является эмульсионный.

По структуре смеси режимы течения в горизонтальных трубах можно разделить на расслоенный, волновой, пузырьковый, снарядный, эмульсионный и дисперсно-кольцевой (Рисунок 2.2.).

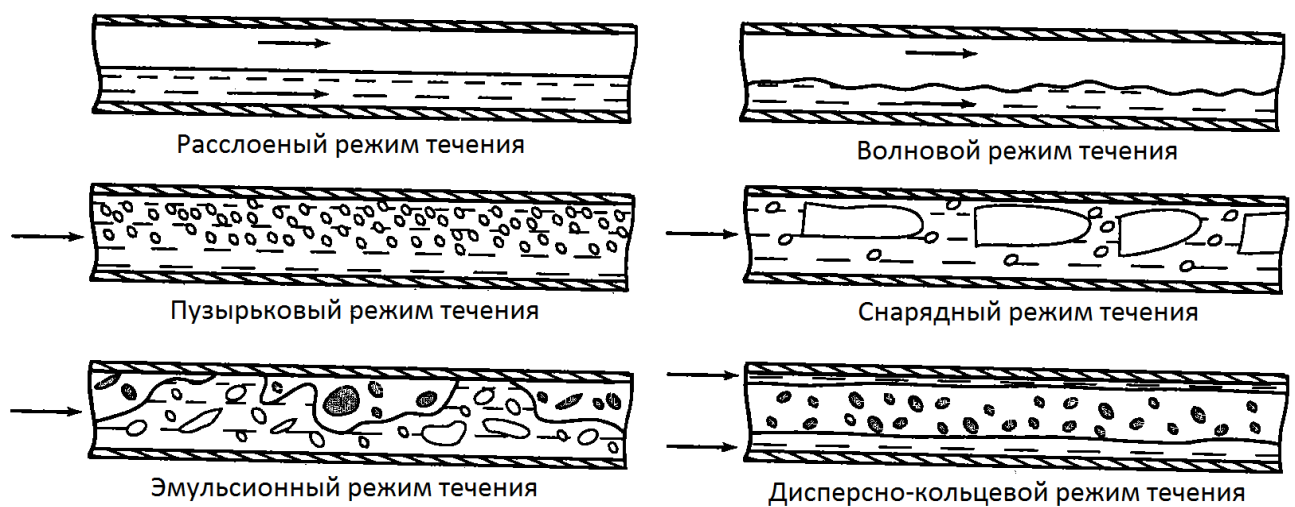


Рисунок 2.2 – Гидродинамические режимы течения в горизонтальном трубопроводе [13].

Специфика течения в горизонтальных каналах состоит в том, что здесь всегда наблюдается значительная несимметричность в распределении фаз по сечению канала.

Расслоенный режим течения с плоской поверхностью является теоретическим пределом, возможным при очень малых скоростях течения.

Волновой режим течения наблюдается довольно часто, особенно в каналах большого сечения, что актуально для систем трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов, солнечных энергетических установок, конденсаторопроводов в заводских тепловых сетях.

Пузырьковый и снарядный режимы в горизонтальных каналах наблюдаются при меньших объемных паросодержаниях, чем в вертикальных.

Эмульсионный режим в горизонтальных каналах сохраняет известные черты волнового движения, когда амплитуда волн соизмерима с диаметром канала. При этом гребни волн насыщены газовыми пузырьками, а впадины волн содержат множество мелких жидких капель. Таким образом, в целом, поток является однородным.

Дисперсно-кольцевой режим течения в горизонтальных каналах, даже при очень высоких скоростях газа, отличается существенным различием толщин жидкой пленки на верхней и нижней образующих.

В настоящее время разработано множество методов для определения границ течения двухфазной смеси. Наиболее перспективными являются расчетные рекомендации представленные такими авторами, как Делайе Дж., Гио М., Ритмюллер М. [16] и Taitel Y., Dukler A. E. [49 – 51].

Для вертикальных восходящих потоков важен переход от тех режимов, где поток еще можно считать гомогенным, к дисперсно-кольцевому режиму течения. Согласно [16] такой переход достигается, когда скорость газовой фазы в ядре потока превышает скорость витания кали.

Для горизонтальных каналов в [49 – 51] рекомендуется карта режимов течения Тейтла и Даклера (Рисунок 2.3.). При этом, эмульсионный и снарядный режимы объединены в перемежающийся режим течения.



Рисунок 2.3 – Карта режимов Тейтла и Даклера для горизонтальных каналов.

2.2. Определение наиболее вероятного режима течения в горизонтальном и вертикальном прямом участке трубопровода

Распространенным вариантом идентификации режимов течения двухфазных газожидкостных потоков в трубопроводах является применение фазовых диаграмм режимов течения.

Фазовая диаграмма – это, как правило, двумерная диаграмма, которая отображает границы перехода от одного режима течения к другому в логарифмических координатах, по осям которой используются размерные или безразмерные параметры. Безразмерные переменные более предпочтительны в теории. Размерные координаты зависят от скоростей движения фаз. Они наиболее часто используются практически.

Для определения наиболее вероятного режима течения двухфазного газожидкостного потока для горизонтального прямого участка трубопровода была использована диаграмма Бейкера [39], а для вертикального прямого участка трубопровода – диаграмма Азиза [1], [5]. Выбор данных диаграмм обусловлен неизменностью границ смены режимов течения в зависимости от типа жидкости или газа. Это связано с тем, что по осям откладываются приведенные по воде для жидкости и по воздуху для газа их теплофизические параметры.

Режим течения горизонтального двухфазного потока определен по диаграмме Бейкера представленной на Рисунке 2.4. По осям диаграммы отложены плотности массового расхода воздуха и воды (3) и (4) соответственно,

$$\dot{m}_G = m_g^0 = \frac{G_g}{S}, \quad (3)$$

$$\dot{m}_L = m_l^0 = \frac{G_l}{S}, \quad (4)$$

которые должны быть заданы.

Для других газов и жидкостей вводятся поправочные множители.

Для газовой фазы

$$\lambda = \left(\frac{\rho_g}{\rho_{\text{воздуха}}} \frac{\rho_l}{\rho_{\text{воды}}} \right)^{1/2}, \quad (5)$$

где ρ_g , ρ_l , $\rho_{\text{воздуха}}$, $\rho_{\text{воды}}$ – плотности газа, жидкости, воздуха и воды, кг/м³.

Для жидкой фазы

$$\psi = \left(\frac{\sigma_{\text{воды}}}{\sigma} \right) \left[\left(\frac{\mu_l}{\mu_{\text{воды}}} \right) \left(\frac{\rho_{\text{воды}}}{\rho_l} \right) \right]^{1/3}, \quad (6)$$

где σ , $\sigma_{\text{воды}}$ – поверхностное натяжение жидкости и воды, Н/м;

μ , $\mu_{\text{воды}}$ – динамическая вязкость жидкости и воды, Па·с.

На рисунке 2.5 приведена диаграмма Бейкера с аппроксимированными в среде MathCad границами смены режима течения. При аппроксимировании из рассмотрения исключена граница Y6 рисунка 2.1, которая выделяет дисперсный режим течения двухфазного потока газ–жидкость. Этот режим течения является частным случаем дисперсно-кольцевого режима течения и в литературных источниках не приведено экспериментальных данных по нему. Проведено сопоставление диаграммы Бейкера с экспериментальными данными авторов [46 – 48] представленное на Рисунке 2.3, маркерами обозначено положение экспериментальных данных авторов [46 – 48] на диаграмме. Данное сопоставление показывает адекватность определения режима течения с помощью этой диаграммы. Данное сопоставление показывает адекватность определения режима течения с помощью этой диаграммы. При этом уточнено положение границы разделяющей расслоенный режим течения и дисперсно–кольцевой. Дополнительно введена граница Y7 на Рисунке 2.6.

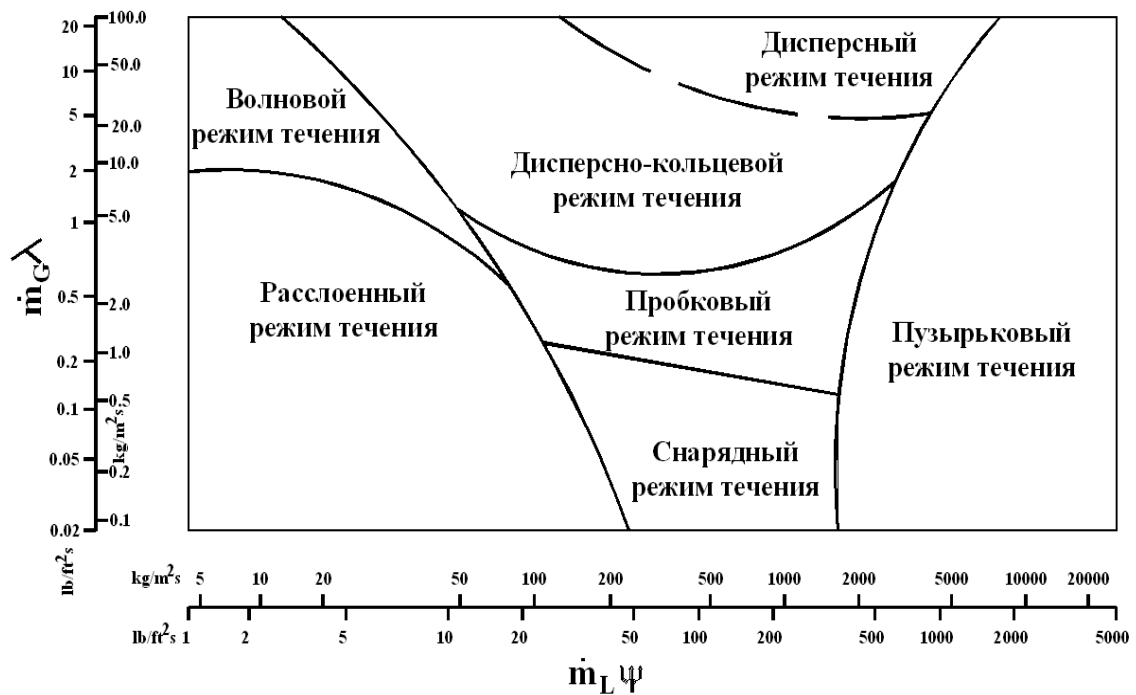


Рисунок 2.4 – Вид фазовой диаграммы Бейкера для определения режима течения двухфазного потока газ – жидкость на горизонтальном участке трубопровода



Рисунок 2.5 – Аппроксимация диаграммы Бейкера в среде Mathcad:
Y1, Y2, Y3, Y4, Y5 – границы изменения структуры движения двухфазного потока газ–жидкость по трубопроводу

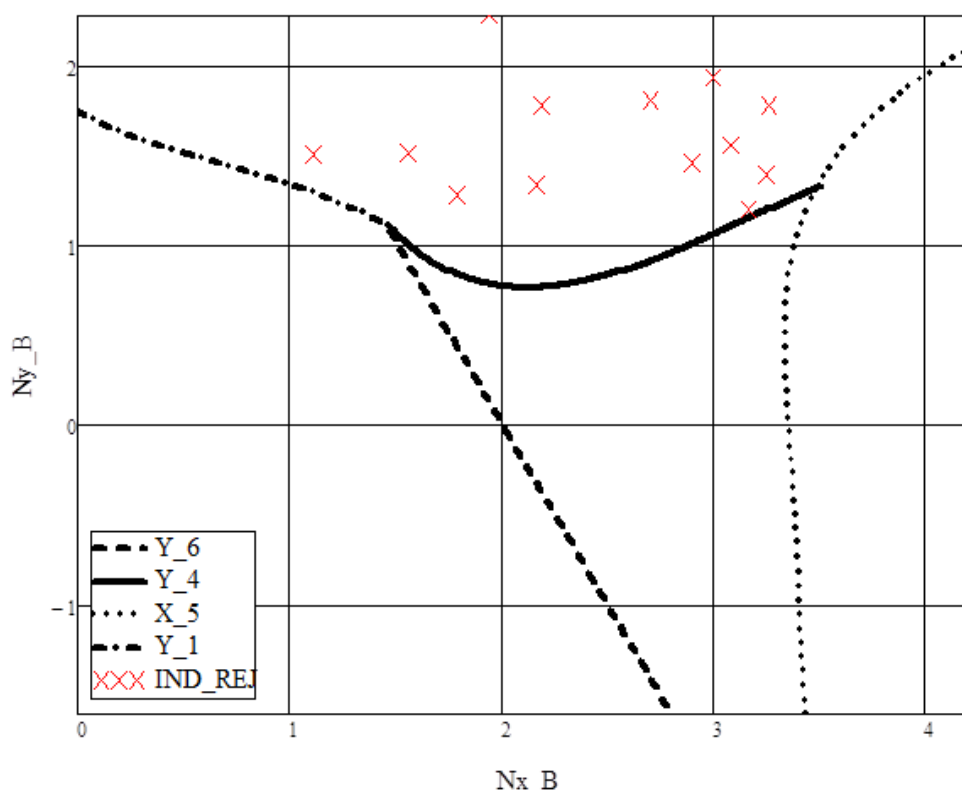


Рисунок 2.6 – Сопоставление экспериментальных данных различных авторов с диаграммой Бейкера

Алгоритм определения режима течения по диаграмме Бейкера состоит в следующем. Для каждого контрольного объема (расчетного шага) рассчитываются значения \dot{m}_G и λ для газовой фазы и \dot{m}_L , ψ для жидкости на основе величин теплофизических параметров газовой и жидкой фаз горизонтального двухфазного газожидкостного потока. Затем проверяется, в какую область фазовой диаграммы попала точка с координатами $N_x = \dot{m}_L \cdot \psi$ и $N_y = \frac{\dot{m}_G}{\lambda}$ и, в зависимости от этого, определяется режим двухфазного течения: расслоенный, расслоено-волновой; снарядный (пробковый), расслоено-волновой с перемычками; кольцевой, дисперсно-кольцевой; пузырьковый.

Режим течения вертикального двухфазного потока определен по диаграмме Азиза представленной на рисунке 2.7 [5].

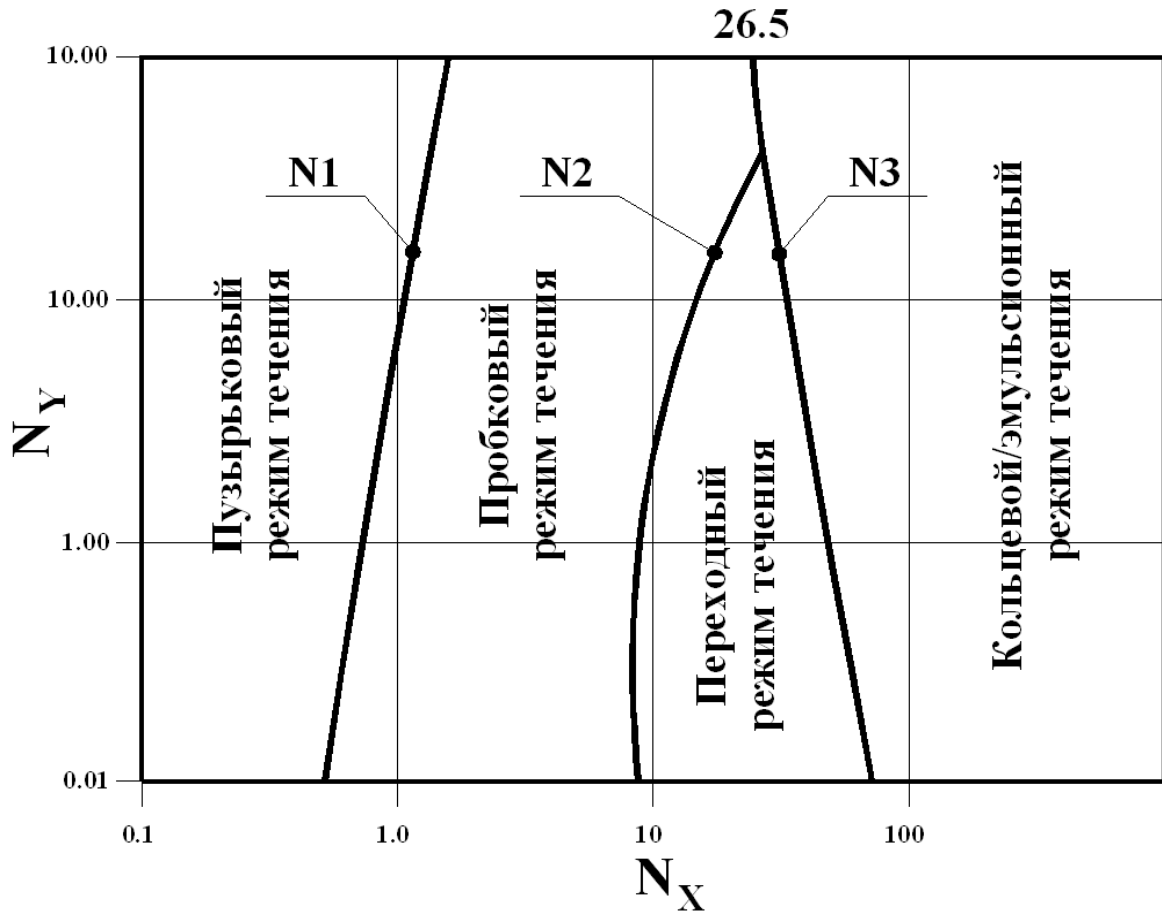


Рисунок 2.7 – Вид фазовой диаграммы Азиза для определения режима течения двухфазного потока газ–жидкость на вертикальном участке трубопровода

Координаты для нее определяются по уравнениям:

$$N_x = \bar{v}_{Sg} \left(\frac{\rho_g}{0.0764} \right)^{1/3} \left[\left(\frac{72}{\bar{\sigma}_L} \right) \left(\frac{\bar{\rho}_L}{62.4} \right) \right]^{1/4}, \quad (7)$$

$$N_x = \bar{v}_{SL} \left[\left(\frac{72}{\bar{\sigma}_L} \right) \left(\frac{\bar{\rho}_L}{62.4} \right) \right]^{1/4}, \quad (8)$$

где $\bar{\rho}_L = \frac{\rho_L}{\rho_*}$ - безразмерная плотность ($\rho^* = 1$ фунт/фут³ = 16,01846 кг/м³);

$\bar{\sigma}_L = \frac{\sigma_L}{\sigma_*}$ - безразмерное поверхностное натяжение ($\sigma^* = 1$ дин/см);

$\bar{v}_{SL} = \bar{v}_{SL}/v^*$, $\bar{v}_{Sg} = \bar{v}_{Sg}/v^*$ – безразмерные скорости ($v^* =$ фут/сек = 0,3048 м/с).

Границы режимов потока на рисунке 2.7 определяются по следующим уравнениям:

$$N_1 = 0.51 (100 \cdot N_y)^{0.172}, \quad (9)$$

$$N_2 = 8.6 + 3.8 \cdot N_y, \quad (10)$$

$$N_3 = 70 (100 \cdot N_y)^{-0.152}. \quad (11)$$

Для каждого контрольного объема (расчетного шага) рассчитываются значения N_x и N_y на основе величин теплофизических параметров газовой и жидкой фаз вертикального двухфазного газожидкостного потока в трубопроводе и приведенным скоростям фаз. Затем проверяется, в какую область фазовой диаграммы попала точка с координатами N_x и N_y :

- пузырьковый режим наблюдается при условии $N_x < N_1$;
- пробковый режим наблюдается при условии $N_1 < N_x < N_2$ и $N_y < 5$ либо при условии $N_1 < N_x < 26.5$ и $N_y < 5$;
- переходный режим наблюдается при условии $N_2 < N_x < N_3$ и $N_y < 5$;
- дисперсно-кольцевой (эмульсионный) режим потока наблюдается при условии $N_x > N_3$ и $N_y < 5$ либо при условии $N_x > 26.5$ и $N_y > 5$.

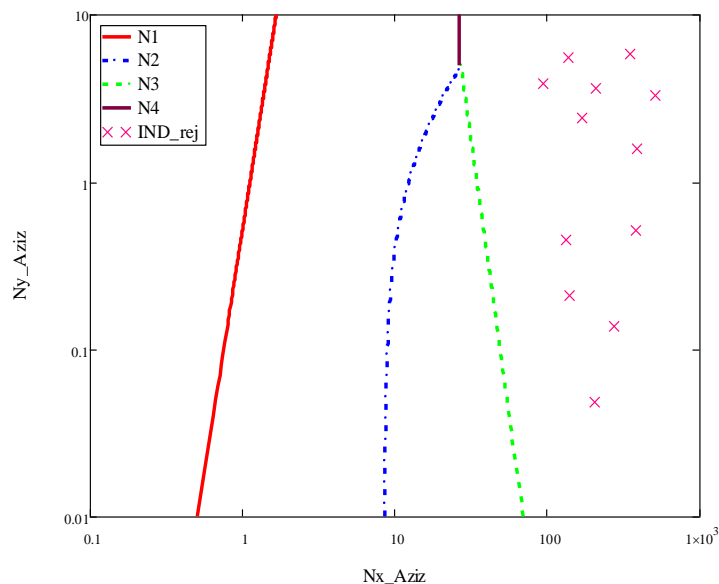


Рисунок 2.8 – Сопоставление экспериментальных данных различных авторов с диаграммой Азиза

Результаты, приведенные на Рисунке 2.6 для горизонтального участка трубопровода и на Рисунке 2.8, показывают, что при рассматриваемой концентрации жидкости в газовом потоке порядка $0\text{--}50 \text{ мг/м}^3$ рассчитанные точки индикаторы режима течения двухфазного потока находятся вне границ определенных линиями перехода между режимами течения. При интерполяции границ режимов течения двухфазных потоков на диаграммах Бейкера и Азиза до области нахождения расчетных точек индикаторов можно предположить, что структура рассматриваемого двухфазного потока является дисперсно-кольцевой как для вертикального так и для горизонтального прямого участка.

2.3. Определение профилей распределения скоростей и локальных массовых расходов жидкости в газокапельном ядре потока

При прохождении рассматриваемым двухфазным потоком газ–жидкость прямого участка трубопровода происходит стабилизация его гидродинамического режима и структуры. А именно, в поперечном сечении трубопровода приобретаются характерные профили распределения скорости газового потока и локальных массовых расходов жидкости в ядре потока, становится постоянным значение количества жидкости, находящейся на внутренней поверхности трубопровода, устанавливается равенство скоростей массопередачи жидкостью между внутренней поверхностью трубопровода и ядром потока.

Представительность отобранной пробы двухфазного потока с высокой дисперсностью жидкой фазы в значительной степени зависит от соотношения скоростей его движения в конкретной точке выбранного пробоотборного сечения трубопровода и скорости входа в пробоотборный зонд.

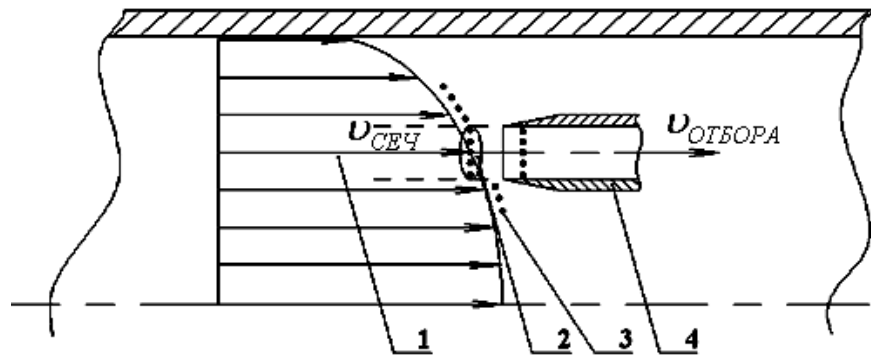
На Рисунке 2.9 графически представлены случаи изокINETического и анизокINETического режимов отбора проб методом части потока согласно [45].

На Рисунке 2.9.а представлен изокINETический режим отбора части потока, при котором скорость движения потока в конкретной точке сечения трубопровода совпадает со скоростью входа его части в пробоотборный зонд ($v_{\text{сеч}} = v_{\text{отбора}}$). При

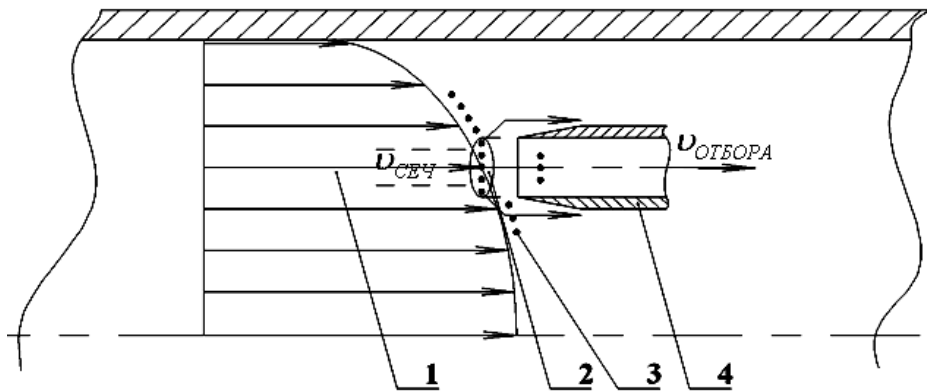
этом не происходит искажения структуры потока, вследствие чего обеспечивается представительный отбор пробы.

На Рисунках 2.9.б и 2.9.в представлены анизокINETические режимы отбора части потока. При которых, различается два случая:

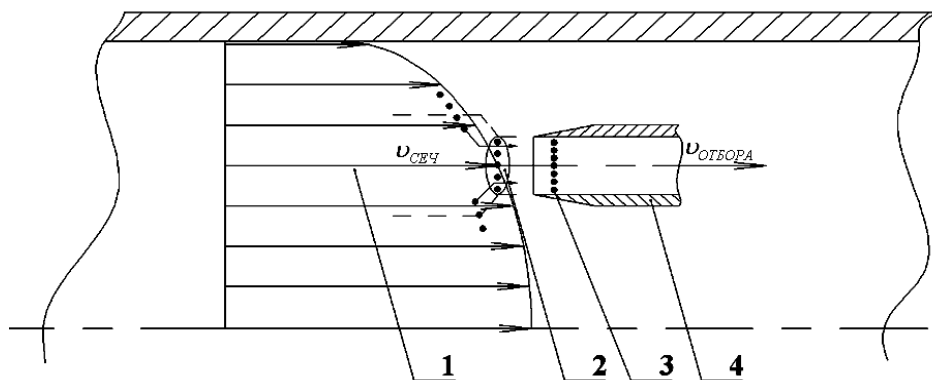
- скорость движения потока в конкретной точке сечения трубопровода больше скорости входа его части в пробоотборный зонд ($v_{сеч} \geq v_{отбора}$);
- скорость движения потока в конкретной точке сечения трубопровода меньше скорости входа его части в пробоотборный зонд ($v_{сеч} \leq v_{отбора}$).



$$a) v_{\text{сеч}} = v_{\text{отбора}}$$



$$б) v_{\text{сеч}} \geq v_{\text{отбора}}$$



$$в) v_{\text{сеч}} \leq v_{\text{отбора}}$$

Рисунок 2.9 – Графическое представление случаев изокинетического и анизокинетического режимов отбора проб методом части потока

1 – профиль распределения скорости и концентрации жидкости по сечению трубопровода; 2 – точка в поперечном сечении трубопровода из которой осуществляется отбор части потока; 3 – схематическое обозначение входа капельной жидкости в внутренний канал пробоотборного зонда; 4 – расположение диффузорной части пробоотборного зонда при отборе части потока

При нарушении условия изокинетичности концентрация дисперсной фазы в отобранной части потока не будет соответствовать ее количеству в исследуемом двухфазном потоке. В первом случае, Рисунок 2.9.б, газовый поток отстаивается перед входным отверстием зонда. Граничные траектории отделяют часть двухфазного потока, входящего в пробоотборный зонд. Во втором случае, Рисунок 2.9.в, газожидкостный поток эжектируется в пробоотборный зонд вследствие чего в пробоотборное устройство поступает дополнительный объем дисперсной фазы. Таким образом, в первом случае при отборе пробы двухфазного потока получается заниженная, а во втором случае завышенная концентрация дисперсной фазы по отношению к ее концентрации в основном потоке. В обоих из рассмотренных случаев происходит искажение структуры исследуемого потока.

Для двухфазного потока с высокой дисперсностью жидкости в газовом потоке различие в скоростях его движения в конкретной точке выбранного пробоотборного сечения и на входе в пробоотборный зонд приводит к получению в разы завышенного или заниженного результата.

На Рисунке 2.10 графически представлено влияние изменения направления движения данного двухфазного потока на представительность получаемого результата согласно [45].

На Рисунке 2.10.а приведена схема отбора части потока в направлении, совпадающем с профилями распределения скорости движения потока и концентрации жидкости в нем. В данном случае отобранная проба является представительной. На Рисунке 2.10.б представлен вариант отбора части потока с изменением направления его движения. Это приводит к нарушению режима течения двухфазного потока, вследствие значительной инерции жидкой фазы в высокодисперсной системе происходит завышение содержания жидкости в отобранной пробе и получения непредставительного результата замера.

В результате рассмотрения условий, необходимых для соблюдения изокинетического режима отбора части двухфазного потока газ–жидкость, следует, что отбор пробы должен производиться в направлении, совпадающим с

направлением движения потока и со скоростью, равной скорости потока в конкретной точке поперечного сечения трубопровода.



а) совпадение направлений движения потока в пробоотборном сечении и на входе в пробоотборный зонд



б) несовпадение направлений движения потока в пробоотборном сечении и на входе в пробоотборный зонд

Рисунок 2.10 – Пример влияния направления отбора части потока из пробоотборного сечения на представительность получаемого результата:

1 – установившийся профиль распределения скорости движения потока и концентраций жидкости в нем по сечению трубопровода; 2 – диффузорная часть пробоотборного зонда; 3 – штуцер для отбора пробы исследуемого двухфазного потока

Поток газа, выходящий из сепарационного и абсорбционного оборудования, имеет развитый турбулентный режим движения, оцененный по критерию Рейнольдса. Критерий Рейнольдса находится в диапазоне 105–107. В соответствии с [14, 25] для двухфазного потока с малым содержанием жидкой фазы до 50 мг/м³ при его развитом турбулентном режиме движения профили распределения скоростей и локальных массовых расходов жидкости в газовом ядре потока могут быть описаны функцией одного вида.

Далее рассматриваются профили распределения скоростей и локальных массовых расходов жидкости в газовом ядре потока на примере профилей распределения скоростей.

Профиль скорости в поперечном сечении прямого участка трубопровода для чисел Рейнольдса $Re = 4 \cdot 10^3 \div 10^5$ достоверно описывается степенной формулой с показателем степени 1/7, которая приводится в [39]

$$\frac{v}{v_0} = \left(\frac{R-y}{R} \right)^{1/7}, \quad (12)$$

где v – истинная скорость потока на расстоянии y от оси поперечного сечения трубопровода, м/с;

v_0 – скорость потока на оси поперечного сечения трубопровода, м/с;

R – радиус трубопровода, м;

y – поперечная координата отсчитываемая от оси трубопровода, м.

При таком профиле скорости средняя скорость газокapельного ядра связана со скоростью на оси канала соотношением $v_{cp} = 0,817$ и расстояние от стенки трубопровода до сечения, где истинная скорость движения газокapельного ядра равна средней скорости потока составляет $(0,817)^7 R = 0,243R$.

При больших числах Рейнольдса следует использовать логарифмический профиль скорости, который является асимптотическим при $Re \rightarrow \infty$:

$$v = 0.15183 \cdot \frac{v_{cp}}{Re_g^{0.1}} \cdot \left[2.5 \ln \left(0.07592 \cdot Re_g^{0.9} \cdot \left(1 - \frac{y}{R} \right) \right) + 5.5 \right]. \quad (13)$$

При таком профиле скорости средняя скорость газокапельного ядра v_{cp} связана со скоростью на оси прямого участка трубопровода v_0 соотношением
$$v_{cp} = \frac{v_0}{1 + 0.5694 \cdot \text{Re}_g^{-0.1}}$$
 и расстояние от стенки трубопровода до сечения, где истинная скорость движения газокапельного ядра равна средней скорости потока составляет $R \cdot e^{-1.5} = 0.223R$.

2.4. Анализ конструкции пробоотборного зонда

В состав установки, используемой для замера количества жидкости и механических примесей методом части потока, для развитого турбулентного высокодисперсного двухфазного потока газ–жидкость/механические примеси должны входить следующие основные блоки:

- пробоотборный;
- сепарационный.

Пробоотборный блок должен, прежде всего, обеспечивать отбор части исследуемого потока с минимальным искажением его структуры. Для этого следует сформировать требования к конструкции применяемого пробоотборного зонда.

Из рассмотрения информации по соблюдению условий изокINETического режима отбора части потока, следует, что пробоотборный зонд должен иметь конструкцию, которая обеспечит минимальное искажение структуры потока. Для реализации этой цели были определены конструкции пробоотборных зондов, используемых для отбора части потока при определении концентрации жидкости в газовом потоке. Данные конфигурации приведены на Рисунке 2.11.

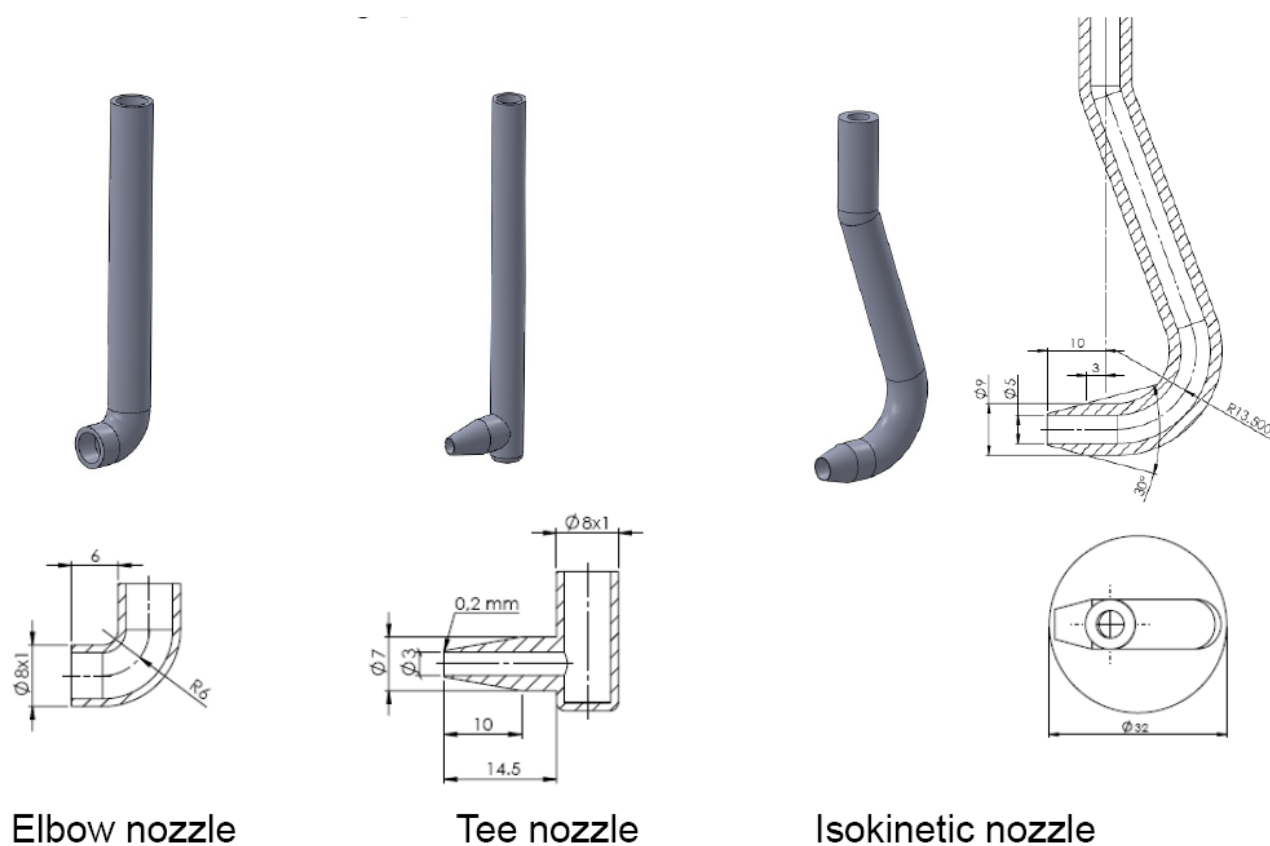
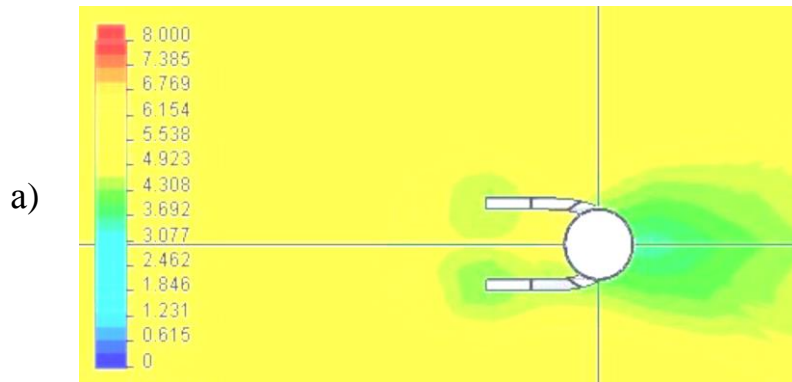


Рисунок 2.11 – Конфигурации пробоотборных зондов для которых производился расчет гидродинамической эффективности работы

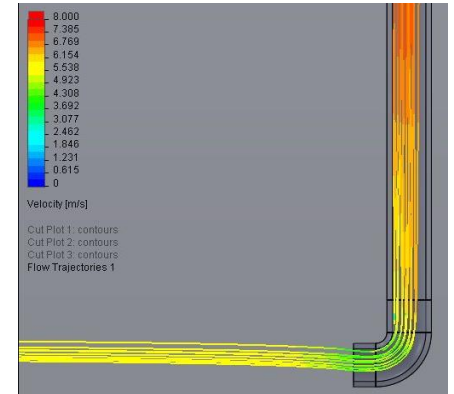
Для представленных конструкций пробоотборных зондов на Рисунке 2.11 проведена оценка гидродинамической эффективности работы расчетным путем в моделирующей среде ANSYS. При этом были созданы модели движения развитого турбулентного потока по прямому участку трубопровода, обтекания данным потоком определенной конструкции пробоотборного зонда и прохождения части потока по внутреннему каналу пробоотборного зонда [23].

На Рисунке 2.12 графически представлен результат расчета гидродинамической эффективности работы пробоотборных зондов Рисунка 2.11 при скорости движения потока 5 м/с.

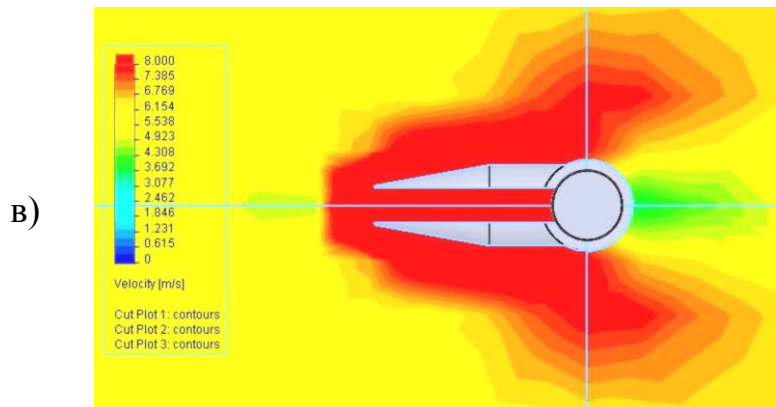
Elbow nozzle



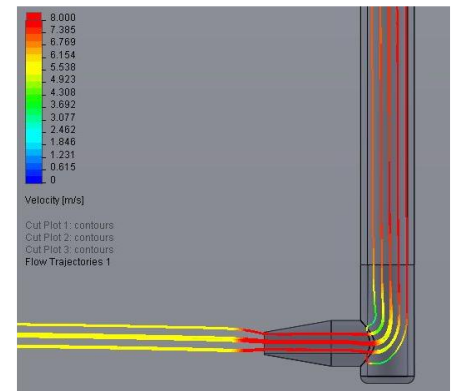
б)



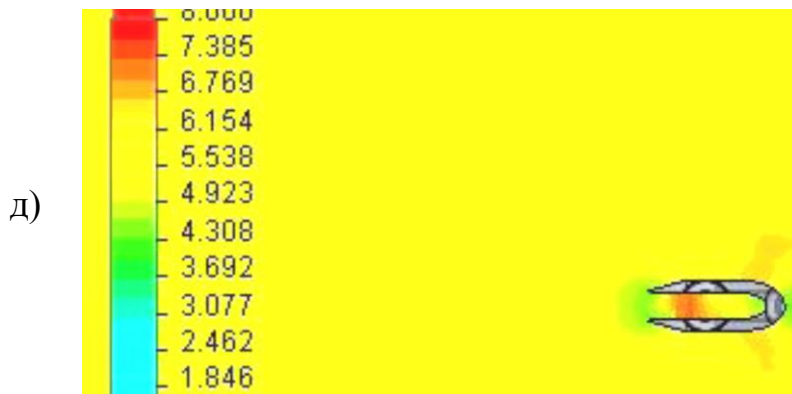
Tee nozzle



г)



Isokinetic nozzle



е)

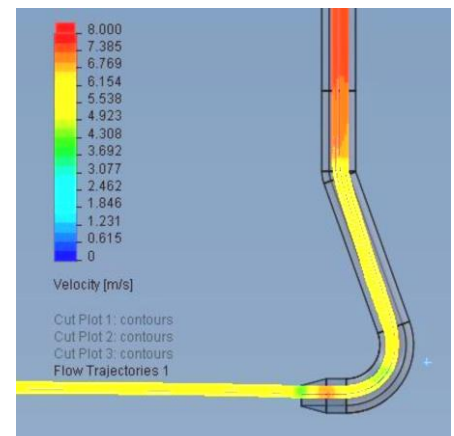


Рисунок 2.12 – Графическое представление результатов гидродинамического расчета эффективности работы пробоотборных зондов при скорости движения потока 5 м/с

а, в, д – вид торможения потока на входе в пробоотборный зонд;

б, г, е – вид изменения скорости движения потока по внутреннему каналу пробоотборного зонда

Из результатов расчета гидродинамической эффективности работы пробоотборных зондов сформулированы основные требования к его конструкции. Конструкция применяемого пробоотборного зонда должна обеспечивать минимальное:

- торможение части потока на входе в диффузную часть;
- постоянство скорости движения части потока по внутреннему каналу пробоотборного зонда.

На Рисунках а), в), д) 2.12 показано торможение потока при входе в пробоотборный зонд. На Рисунках б), г), е) 2.12 показано изменение скорости движения отобранной части потока по внутреннему каналу пробоотборного зонда.

Из данных Рисунка 2.12 следует, что наименьшее торможение потока наблюдается для конфигурации пробоотборного зонда «Isokinetic nozzle».

При этом для всех рассмотренных конфигураций не наблюдается постоянство скорости движения отобранной части потока по внутреннему каналу пробоотборного зонда. Поэтому в дальнейшем проведена работа по расчету пробоотборного зонда на базе конфигурации «Isokinetic nozzle» с целью определения конструкции, обеспечивающей равномерность скорости движения отобранной части потока по внутреннему каналу пробоотборного зонда и обеспечения его ввода через минимально возможный условный диаметр штуцера. На основе расчетов в конфигурации пробоотборного зонда «Isokinetic nozzle» были изменены длина его изогнутой части и угол среза фаски на входе в пробоотборный зонд. Полученная расчетная конфигурация пробоотборного зонда приведена на Рисунке 2.13. Необходимый условный диаметр проходного сечения штуцера для его ввода в трубопровод – 32 мм.

На Рисунке 2.14 приведены графически результаты расчета гидродинамической эффективности работы пробоотборного зонда, конфигурация которого приведена на рисунке 2.13.

Данные Рисунка 2.14 показывают, что торможение на входе отбираемой части потока в пробоотборный зонд не превышает 10%, что соответствует его

допустимому значению. Конфигурация пробоотборного зонда обеспечивает равенство скоростей отобранной части потока на входе и выходе с пробоотборного зонда.

Конфигурация пробоотборного зонда приведена на рисунке 4.6 по результатам работы рекомендуется как оптимальная для отбора части двухфазного потока газ – жидкость из поперечного сечения прямого участка трубопровода.

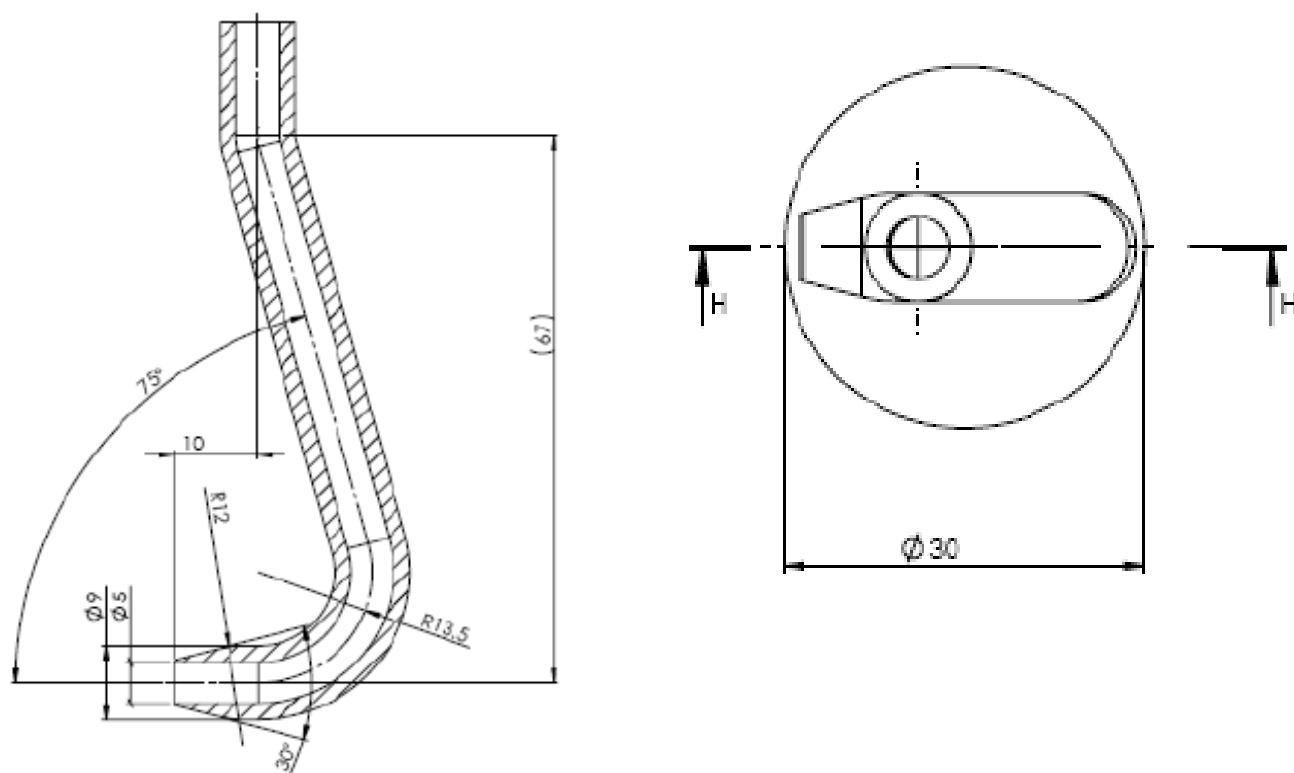
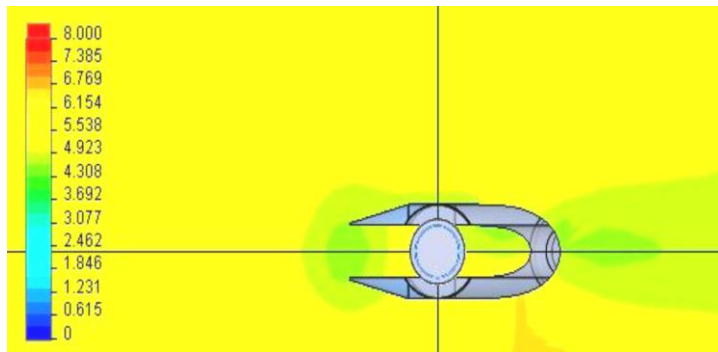
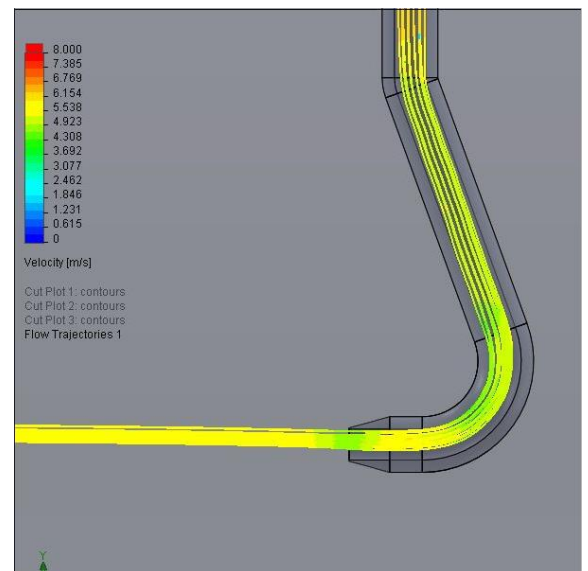


Рисунок 2.13 – Расчетная конфигурация пробоотборного зонда обеспечивающая минимальное гидродинамическое искажение структуры потока



а) торможение потока на входе в
пробоотборный зонд



б) изменение скорости движения
потока по внутреннему каналу
пробоотборного зонда

Рисунок 2.14 – Графический результат расчета гидродинамической эффективности работы пробоотборного зонда

3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ФАКТОРОВ, ВЛИЯЮЩИХ НА ТОЧНОСТНЫЕ МЕТРОЛОГИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ В РАССМОТРЕННЫХ МЕТОДИКАХ

Метрологическая характеристика средства измерений (метрологическая характеристика – характеристика одного из свойств средства измерений, влияющая на результат измерений и на его точность.

Анализ, применяемых схем отбора проб газа из трубопровода, а также схем, приведенных в [6, 10 – 12, 14, 18, 24 – 25, 29], показал, что можно выделить три основных составляющих погрешности отбора проб.

Первая составляющая погрешности отбора проб является составляющей, возникающей из-за неоднородности структуры газожидкостного потока в промышленном трубопроводе. Зависит от компонентного состава газа, скорости течения потока в промышленном трубопроводе и наличия перемешивающих устройств. Для контроля данной составляющей погрешности необходимо контролировать распределение влагосодержания в поперечном сечении промышленного трубопровода в месте установки пробозаборного устройства.

Вторая составляющая погрешности отбора проб является составляющей, связанной с дискретностью отбора проб сырой нефти. Зависит от нестационарной флуктуирующей структуры газожидкостного потока по времени в процессе перекачки по промышленному трубопроводу. Для контроля данной составляющей погрешности отбора проб необходимо оценивать минимальное количество отбираемых дискретных проб в процессе эксплуатации средств отбора проб.

Третьей составляющей является составляющая, связанная с транспортировкой, хранением и дроблением пробы на порции. Особенно важно контролировать данное условие при хранении арбитражной пробы. Выполнение этого условия важно, так как транспортировка пробы и ее хранение - процессы достаточно длительные, что увеличивает риск нарушения представительности пробы. Для оценки погрешности отбора проб, связанной с разделением пробы на

порции, необходимо знать время перемешивания и сохранения однородности пробы.

Для контроля представительности отбора проб на всем этапе работы с пробой, начиная от отбора проб и заканчивая проведением лабораторных анализов, рекомендуется проводить промысловые испытания для контроля представительности в процессе эксплуатации. Данные испытания заключаются в проверке соблюдения требований к средствам отбора проб [32].

Анализ [6, 10 – 12, 14, 18, 24 – 25, 29] показал, что наилучшим критерием представительности пробы является погрешность отбора проб. В правилах по международной стандартизации ПМГ 96 [30] выделяется инструментальная составляющая погрешности измерений, связанная с отбором и приготовлением проб веществ. Стоит отметить, что погрешность метода измерений влагосодержания и погрешность отбора проб должны быть согласованными, так как нет смысла увеличивать точность метода измерений влагосодержания, пока не разработаны более представительные методы отбора проб [15].

В общем случае для нахождения оценки погрешности отбора проб необходимо выполнить следующие операции:

- оценивают погрешность отбора проб при i -ом отчете

$$\Delta_i = \varphi_{*i} - \varphi_i, \quad (14)$$

где φ_i – влагосодержание в дискретной пробе; φ_i – влагосодержание общего объема газа;

- вычисляют среднеарифметическое значение разности

$$\bar{\Delta} = \sum_{i=1}^n \Delta_i / n, \quad (15)$$

где n – число результатов измерений;

- вычисляют среднеквадратическое отклонение

$$S = \sqrt{\sum_{i=1}^n \frac{(\Delta_i - \bar{\Delta})^2}{n} - 1}; \quad (16)$$

- исследуют ряд значений Δ_i на наличие промахов по критерию Граббса по [7];
- оценивают систематическую погрешность как

$$\Delta_c = \bar{\Delta}; \quad (17)$$

- оценивают значимость систематической погрешности: если $|\Delta_c| \leq t \cdot S/\sqrt{n}$, то систематическая погрешность незначительна и её принимают равной нулю, где t – коэффициент Стьюдента при доверительной вероятности $P=0,95$;
- оценивают доверительные границы погрешности отбора проб

$$\Delta_{\text{неод}} = t \cdot S. \quad (18)$$

Если существует систематическая составляющая погрешности отбора проб, то необходимо делать поправку на результат измерений влагосодержания. Однако, если знак систематических составляющих погрешности неизвестен, то поправку не делают, а все погрешности в соответствии с [41] геометрически складывают.

Анализ составляющих погрешности отбора проб газа в промышленном трубопроводе показал, что для оценки погрешности отбора проб при отборе дискретных проб сырой нефти из промышленного трубопровода необходимо знать гидродинамический режим течения газожидкостного потока в трубопроводе, знание которого позволяет определить типы пробозаборных устройств и смесительных элементов. Кроме того для определения линейных размеров входного сечения пробозаборных устройств необходимо знать максимально устойчивый радиус капель жидкости в газовом потоке.

4. ФОРМИРОВАНИЕ БЮДЖЕТА НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ МЕТОДИК ОТБОРА ЧАСТИ ПОТОКА

Под составлением бюджета неопределенности понимается краткое формализованное изложение процедуры оценивания неопределенности измерения. Такая унифицированная схема наглядна. Она позволяет легко проверить процедуру вычисления неопределенности, сравнить ее с аналогичными вычислениями в другой лаборатории [8, 31].

Бюджет неопределенности: список источников неопределенности с соответствующими им стандартными неопределенностями, собранный для определения суммарной стандартной и расширенной неопределенности результата измерений [8].

Суммарная стандартная неопределенность: $u(y)$: Стандартная неопределенность результата измерений, полученного через значения ряда других величин, равная положительному квадратному корню из суммы членов, представляющих собой дисперсии или ковариации этих величин, взятых с весами, соответствующими степени влияния этих величин на результат измерений.

Расширенная неопределенность: U : Величина, определяющая интервал вокруг математического ожидания результатов измерений, охватывающий большую долю распределения значений, которые обоснованно могут быть приписаны измеряемой величине.

Порядок расчета расширенной неопределенности сводится к следующим этапам:

1. Составление уравнения измерения, характеризующего измерительный процесс.

Уравнение измерения выражает зависимость определяемой метрологической характеристики СИ (выходной величины Y) от всех других величин X_i , влияющих на получение оценки этой метрологической характеристики:

$$Y = F(X, X_1, \dots, X_n). \quad (19)$$

2. Определение источников неопределенности для каждой величины, входящей в уравнение измерения.

В соответствии с [35,42] за значение входной величины принимают ее наилучшую оценку.

3. Исследование возможности оценивания каждого источника неопределенности по типу А, или по типу В.

Оценка (неопределенности) по типу А – метод оценивания неопределенности путем статистической обработки ряда наблюдений.

Оценка (неопределенности) по типу В – метод оценивания неопределенности способом, отличным от статистической обработки.

Оценивание стандартной неопределенности по типу А применяется, когда имеются результаты m независимых измерений одной из входных величин X_i , $i = 1, \dots, n$, проведенных в одинаковых условиях: x_{i1}, \dots, x_{in} . В качестве значения x_i этой величины принимают среднее арифметическое значение:

$$x_i = \bar{x}_i = \frac{1}{m} \sum_{j=1}^m x_{ij} \quad (20)$$

стандартную неопределенность вычисляют по формуле СКО среднего арифметического значения:

$$u(x_i) = u_A(x_i) = \sqrt{\frac{1}{m(m-1)} \sum_{j=1}^m (x_{ij} - \bar{x}_i)^2} \quad (21)$$

Если число независимых измерений m входной величины мало (меньше 10), а процесс ее измерения хорошо изучен и находится под статистическим контролем, то априорная оценка дисперсии s_i , полученная в результате обработки большого массива предыдущих измерений, будет более надежной оценкой. В этом случае вместо (21) рекомендуется следующая оценка стандартной неопределенности:

$$u(x_i) = u_A(x_i) = \frac{s_i}{m} \quad (22)$$

4. Определение предполагаемого закона распределения для источников неопределенностей, оценивающихся по типу В.

Исходными данными для оценивания значения величины и ее стандартной неопределенности по типу В являются следующие источники априорной информации:

- данные предыдущих измерений этой величины, содержащиеся в протоколах измерений,
- свидетельства о калибровках или поверках или других документах;
- нормы точности измерений, указанные в технической документации на методы измерений и СИ;
- значения констант и справочных данных и их неопределенности;
- сведения о предполагаемом распределении значений величины, имеющиеся в технических отчетах и литературных источниках;
- опыт исследователя или знание общих закономерностей, которым подчиняются свойства применяемых материалов или приборов.

Различают следующие случаи оценивания по типу В:

Если известно только одно значение x_i величины X_i , например, результат однократного измерения, поправка или справочное данное, то такое значение принимают в качестве оценки x_i . Оценку стандартной неопределенности $u_B(x_i)$ находят следующим образом:

- если известна оценка стандартной неопределенности $u(x_i)$, то $u_B(x_i) = u(x_i)$;
- если известны расширенная неопределенность $U(x_i)$ и коэффициент охвата k , то

стандартную неопределенность вычисляют по формуле:

$$u_B(x_k) = \frac{U(x_i)}{k} \quad (23)$$

Если коэффициент охвата не указан, то принимают:

- $k = 1,73$, если имеются основания предполагать равновероятное распределение возможных значений в границах $U(x_i)$ (например, в результате округления результата измерений);
- $k = 2$, если имеются основания предполагать нормальное распределение возможных значений, и оценка $U(x_i)$ соответствует вероятности охвата 0,95 (например, она получена при аттестации рабочих эталонов, для которых в соответствии с ГОСТ 8.061 установлена доверительная вероятность 0,95);
- $k = 2,6$, если имеются основания предполагать нормальное распределение возможных значений, и оценка $U(x_i)$ соответствует вероятности охвата 0,99;
- $k = 3$, если имеются основания предполагать нормальное распределение возможных значений, и оценка $U(x_i)$ является пределом допускаемых значений параметра, установленным в нормативной документации (например, пределом допускаемой погрешности измерений);
- $k = 2$ во всех остальных случаях при отсутствии информации о виде распределения.

Если оценка стандартной неопределенности неизвестна, ее следует рассчитать на основе имеющейся априорной информации или оценить экспериментально.

Если могут быть оценены только верхняя a_+ и нижняя a_- границы значений величины X_i , то для ее значений принимают равномерное распределение. В этом случае

$$x_i = \frac{1}{2}(a_+ + a_-) \quad (24)$$

$$u_B(x_i) = \frac{a_+ - a_-}{2\sqrt{3}} \quad (25)$$

Если $a_+ = a_- = a$, то $u_B(x_i) = \frac{a}{\sqrt{3}}$.

5. Расчет стандартных неопределенностей и составление бюджета (таблицы) стандартных неопределенностей.

Рассчитывают вклад $u_i(y)$ или вклады $u_i[y(l)]$ для каждого $l = 1, \dots, L$ выходного сигнала) в неопределенность измерения $u_i[y(l)]$ каждой входной величины X_i . Он определяется по формуле

$$u_i(y) = |c_i| \cdot u(x_i) \quad (26)$$

где c_i – коэффициент чувствительности от входной величины X_i , выражающий степень ее влияния на изменение выходной величины Y . Он равняется частной производной функции $F(x_1, \dots, x_n)$, вычисленной при значениях входных величин, равных их наилучшим оценкам:

$$c_i = \frac{\partial F(x_1, \dots, x_n)}{\partial x_i} \Big|_{(x_1, \dots, x_n)} \quad (27)$$

Если уравнение измерений не удастся записать в явном виде (19), по крайней мере относительно некоторых входных величин, то соответствующие коэффициенты чувствительности c_i могут быть оценены экспериментально как разность значений выходной величины при варьировании значений входной величины по формуле:

$$c_i = \frac{y(x_1, \dots, x_i + u(x_i), \dots, x_n) - y(x_1, \dots, x_i - u(x_i), \dots, x_n)}{2u(x_i)} \quad (28)$$

6. Расчет суммарной и расширенной неопределенности, уравнения измерения, характеризующего измерительный процесс.

Бюджет неопределенности рассчитан для случая, когда пробоотборный зонд с одним входным отверстием, конструкция которого приведена на Рисунке 2.14., вводится в дисперсно-кольцевой двухфазный газожидкостный поток (Рисунок 4.1.).

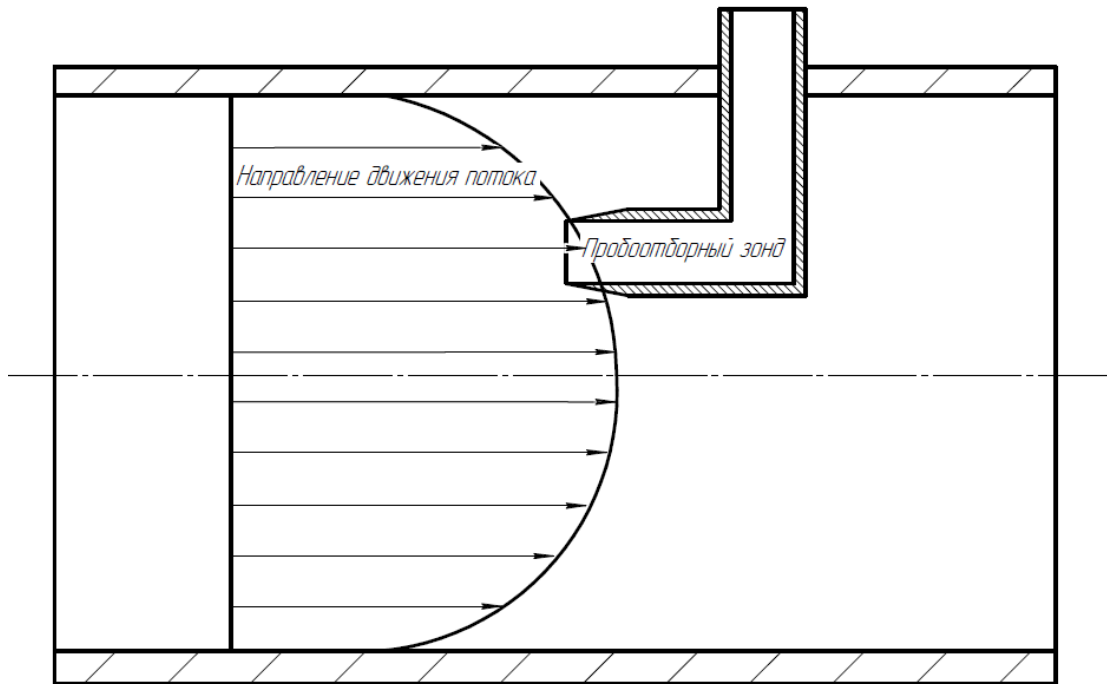


Рисунок 4.1 – Схема расположения пробоотборного зонда в газожидкостном потоке

Расход двухфазного газожидкостного потока соотносится с расходом, полученным с помощью пробоотборного зонда уравнением:

$$Q = k \cdot q, \quad (29)$$

где k – коэффициент пропорциональности.

Для коэффициента пропорциональности k_q рассмотрены источники неопределенности, представленные в Таблице 1.

Бюджет неопределенности при использовании методик отбора части потока

№ п/ п	Название величины	Обозначение величины	Оценка	Стандартная неопределенность	Тип оценивания/ закон распределения	Коэффициенты чувствительности	Вклад в суммарную стандартную неопределенность
1.	Точность позиционирования пробоотборного зонда	L_i	l_i	$u(l_i)$	В	$c_i = \frac{\partial F}{\partial l_i}$	$u_i(k) = \left \frac{\partial F}{\partial l_i} \right u(l_i)$
2.	Изокинетичность отбора пробы $v_{\text{отб}} = v_{\text{ГЖП}}$	V_i	v_i	$u(v_i)$	В	$c_i = \frac{\partial F}{\partial v_i}$	$u_i(k) = \left \frac{\partial F}{\partial v_i} \right u(v_i)$
3.	Размер капле газожидкостного потока	R_i	r_i	$u(r_i)$	В	$c_i = \frac{\partial F}{\partial r_i}$	$u_i(k) = \left \frac{\partial F}{\partial r_i} \right u(r_i)$

№ п/ п	Название величины	Обозначе ние величин ы	Оценка	Стандартн ая неопределе нность	Тип оценивания/ закон распределения	Коэффициенты чувствительности	Вклад в суммарную стандартную неопределенность
4.	Соизмеримость размера капель с входным отверстием пробоотборного зонда	D_i	d_i	$u(d_i)$	В	$c_i = \frac{\partial F}{\partial d_i}$	$u_i(k) = \left \frac{\partial F}{\partial d_i} \right u(d_i)$
5.	Структура потока	N_i	n_i	$u(n_i)$	В	$c_i = \frac{\partial F}{\partial n_i}$	$u_i(k) = \left \frac{\partial F}{\partial n_i} \right u(n_i)$
6.	Соотношение распределения жидкости между капельной и пленочной составляющей	G_i	g_i	$u(g_i)$	В	$c_i = \frac{\partial F}{\partial g_i}$	$u_i(k) = \left \frac{\partial F}{\partial g_i} \right u(g_i)$

Все величины, входящие в бюджет неопределенности оцениваются по типу В, если известен вид функциональной зависимости F . Если вид функциональной зависимости F не известен в явном виде, то коэффициенты чувствительности c_i находятся численно из экспериментальных данных [9].

Исходя из бюджета неопределенности, представленного в Таблице 1, коэффициент пропорциональности k_q :

$$k_q = F(L_i, V_i, R_i, D_i, N_i, G_i), \quad (30)$$

Стандартная неопределенность для k_q :

$$u(k_q) = \sqrt{\left(\left|\frac{\partial F}{\partial l_i}\right| u(l_i)\right)^2 + \left(\left|\frac{\partial F}{\partial v_i}\right| u(v_i)\right)^2 + \left(\left|\frac{\partial F}{\partial r_i}\right| u(r_i)\right)^2 + \left(\left|\frac{\partial F}{\partial d_i}\right| u(d_i)\right)^2 + \left(\left|\frac{\partial F}{\partial n_i}\right| u(n_i)\right)^2 + \left(\left|\frac{\partial F}{\partial g_i}\right| u(g_i)\right)^2}, \quad (31)$$

Расширенная неопределенность для k_q :

$$U = 2 \sqrt{\left(\left|\frac{\partial F}{\partial l_i}\right| u(l_i)\right)^2 + \left(\left|\frac{\partial F}{\partial v_i}\right| u(v_i)\right)^2 + \left(\left|\frac{\partial F}{\partial r_i}\right| u(r_i)\right)^2 + \left(\left|\frac{\partial F}{\partial d_i}\right| u(d_i)\right)^2 + \left(\left|\frac{\partial F}{\partial n_i}\right| u(n_i)\right)^2 + \left(\left|\frac{\partial F}{\partial g_i}\right| u(g_i)\right)^2}, \quad (32)$$

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проведен анализ научно-технической литературы по методам замера расхода двухфазного газоконденсатного потока и уноса механических примесей с газом после технологического оборудования. Он подтверждает необходимость выработки единого подхода к методике определения содержания, конденсирующейся жидкости и механических примесей в газовом потоке после технологического оборудования.

Определен наиболее вероятный режим течения в горизонтальном и вертикальном прямом участке трубопровода. При интерполяции границ режимов течения двухфазных потоков на диаграммах Бейкера и Азиза до области нахождения расчетных точек индикаторов установлено, что структура рассматриваемого двухфазного потока является дисперсно-кольцевой, как для вертикального, так и для горизонтального прямого участка.

Определены факторы, влияющие на точностные метрологические характеристики, в рассмотренных методиках отбора части двухфазного газоконденсатного потока:

- погрешность, возникающая из-за неоднородности структуры двухфазного газоконденсатного потока в промышленном трубопроводе;
- погрешность дискретного отбора проб, связанная с нестационарной и флуктуирующей структурой двухфазного газоконденсатного потока по времени;
- погрешность, связанная с хранением, транспортировкой и последующим дроблением пробы до проведения лабораторных измерений.

Определен метод расчета суммарной стандартной и расширенной неопределенностей на основании составленного бюджета неопределенности для способа отбора проб из двухфазного газоконденсатного потока.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Азиз Х., Сеттари Э. Математическое моделирование пластовых систем. – М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2004. – 416 с.
2. Ахлямов М.Н. Методика и устройство измерения уноса капельной жидкости на установках подготовки газа / М.Н. Ахлямов, Ф.А. Байгузин, И.М. Шигапов, Г.М. Хайруллин // Газовая промышленность. – 2009. – № 4. – С. 79 – 81.
3. Бабенко А. В. Расчет потокораспределения для двухфазного газожидкостного течения в промышленных разветвленных трубопроводах / А. В. Бабенко, Т. Н. Гартман, Л. Б. Корельштейн // Технологии нефти и газа. – 2012. – №3. – С. 33 – 37.
4. Бекиров Т.М. Сбор и подготовка к транспорту природных газов / Т.М. Бекиров, А.Т. Шаталов. – М.: Недра, 1986 – 261 с.
5. Брилл Дж. П., Мукерджи Х. Многофазный поток в скважинах. — Москва-Ижевск: Ин-ститут компьютерных исследований, 2006. — 384 с.
6. ГОСТ 2517 – 2012 Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб. – М.: Стандартинформ, 2014. – 35 с.
7. ГОСТ Р 8.736 – 2011 ГСИ. Измерения прямые многократные. Методы обработки результатов измерений. Основные положения. – М.: Стандартинформ, 2013. – 24 с.
8. ГОСТ Р ИСО 21748 – 2012 Статистические методы. Руководство по использованию оценок повторяемости, воспроизводимости и правильности при оценке неопределенности измерений. – М.: Стандартинформ, 2014. – 39 с.
9. ГОСТ Р ИСО 54500.3 – 2011 Неопределенность измерения. Руководство по выражению неопределенности измерения. – М.: Стандартинформ, 2012. – 101 с.
10. ГОСТ Р ИСО 8573 – 2 – 2005 Сжатый воздух. Часть 2. Методы контроля содержания масел в виде аэрозолей. – М.: Стандартинформ, 2005. – 20 с.

11. ГОСТ Р ИСО 8573 – 4 – 2005 Сжатый воздух. Часть 4. Методы контроля содержания твердых частиц. – М.: Стандартинформ, 2005. – 12 с.
12. ГОСТ Р ИСО 9096 – 2006 Выбросы стационарных источников. Определение массовой концентрации твердых частиц ручным гравиметрическим методом. – М.: Стандартинформ, 2006. – 32 с.
13. Григорьев В. А., Зорин В. М. — 2-е изд., перераб. — М.: Энергоатомиздат, 1988.— 560 с. — (Теплоэнергетика и теплотехника; Кн. 2).
14. Гриценко А.И. Сбор и промысловая подготовка газа на северных месторождениях России / А.И. Гриценко, В.А. Истомин, А.Н. Кульков, Р.С. Сулейманов. – М.: Недра, 1999 – 474 с.
15. Данцер К., Тан Э., Мольх Д. Аналитика. Системный обзор. Пер. с нем./Под ред. Ю. А. Клячко. М: Химия, 1981.- 208 С.
16. Делайе Дж., Гио М., Ритмюллер М. Теплообмен и гидродинамика в атомной и тепловой энергетике. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 424 с.
17. Донских Б.Д. Перспективные методы определения капельного уноса углеводородов с установок низкотемпературной сепарации природного газа/ Б.Д. Донских, В.А. Истомин, С.В. Крашенников, Г.Н. Русанова // Вести газовой науки. – 2012. – №3. – С. 265 – 281.
18. Искандарян А.А. Пробоотборники газов и жидкостей: Библиотека по автоматике, выпуск 98. – М. –Л.: «Энергия», 1964. – 40 с.
19. Истомин В.А. Метод точки росы для оценки капельного уноса углеводородов в процессе подготовки газа валанжинских залежей / В.А. Истомин, И.В. Колинченко, А.М. Деревягин, С.В. Селезнев // Наука и техника в газовой промышленности. – 2006. – № 4. – С. 37 – 41.
20. Истомин В.А. Основные принципы нормирования и пути оптимизации расхода гликолей и метанола в условиях северных месторождений: обз. информация / В.А. Истомин, В.А. Ставицкий. – М.: ИРЦ Газпром, 1998 – 51 с. – (Подготовка и переработка газа и газового конденсата).
21. Кутателадзе С.С., Стырикович М.А. Гидродинамика газожидкостных

- систем. – М.: Энергия, 1976. – 296 с.
22. Ланчаков Г.А. Технологические процессы подготовки природного газа и методы расчета оборудования / Г.А. Ланчаков, А.Н. Кульков, Г.К. Зиберт. – М.: Недра, 2000 – 280 с.
 23. Маслов В. Н. Анализ существующего положения в измерении капельного уноса жидкости из технологического оборудования и рекомендации по его совершенствованию / В. Н. Маслов, М. С. Рогалев, Н. В. Саранчин, Я. Э. Юрил, В. Р. Акчурин, А. А. Ершов // Сборник научных трудов ООО «ТюменНИИгипрогаз» . – 2013. – С. 203 – 212.
 24. Методика определения концентрации жидкости и механических примесей в потоке газа после технологического оборудования при рабочих условиях. - ООО «Палл Евразия», 2006. – 21 с.
 25. Методика определения содержания механических примесей в газовых потоках. - УНИПР ООО «Газпром добыча Ямбург», 1995. – 6 с.
 26. Нигматулин Р.И. Динамика многофазных сред. Ч. 1 и Ч. 2. – М: Наука, 1987. – 464с.
 27. Нурмухаметов Р.Р. Методики дискретного отбора проб сырой нефти и контроля распределения влагосодержания нефти в промысловом трубопроводе: дисс. ... канд. тех. наук: 05.11.13 / Нурмухаметов Рустем Радикович. – Казанский национальный исследовательский технический университет им. А. Н. Туполева. Казань. 2015.127 с.
 28. Об обеспечении единства измерений : федер. закон от 26 июня 2008 г. №102-ФЗ (ред. от 13.07.2015) // Собр. законодательства Рос. Федерации. – 2008. – № 26. – Ст. 3021. – С. 8541-8583
 29. Паспорт и руководство по эксплуатации прибора ГПР 420.00.000 ПС. – ДООАО ЦКБН ОАО «Газпром», 1986. – 26 с.
 30. ПМГ 96-2009 ГСИ. Результаты и характеристики качества измерений. Формы представления. – М.: Стандартиформ, 2010. – 14 с.
 31. РМГ 109-2011 ГСИ. Нефть. Отбор проб из трубопроводов. – М.:

- Стандартинформ, 2012. – 23 с.
32. РМГ 29-99 Рекомендации по межгосударственной стандартизации. ГСИ. Метрология. Основные термины и определения. - ИПК Издательство стандартов, 2000.
 33. Ромашкин С. Многофазное исследование и технология отбора проб в реальном времени / С. Ромашкин, В. Афанасьев, В. Бастос // Нефтегазовые технологии. – 2009 . – №9. – С. 8-11.
 34. Технология сепарации Pall «в заданной конструкции» // Oilmarket. – 2008. – № 8. – С. 60 – 63.
 35. Слаева В.А. Руководство по выражению неопределенности измерения: Перевод с англ. под науч.ред. проф. Слаева В.А. – ФГУП "ВНИИМ им. Д.И. Менделеева", С.-Петербург, 1999.
 36. Толстов В.А. Основные результаты испытаний сепараторов различных конструкций на объектах ОАО «Газпром» и направления их дальнейшего совершенствования / В.А. Толстов // Газификация. Природный газ в качестве моторного топлива. Подготовка, переработка и использование газа. – 2004. – № 3. – С. 36 – 51.
 37. ТУ 51 – 527 – 95 Газ нефтяной отсепарированный Восточной зоны Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения. Технические условия. – Оренбург, 1995 – 17 с.
 38. Уоллис Г. Одномерные двухфазные течения. – М.: Издательство «Мир», 1972. – 438 с.
 39. Хьюитт Дж., Холл-Тейлер Н. Кольцевые двухфазные течения. – М.: Энергия, 1974. – 408 с.
 40. Чисхолм Д. Двухфазные течения в трубопроводах и теплообменниках. – М.:Недра. 1986.-204 с.
 41. Шишкин И.Ф. Теоретическая метрология. Часть 1. Общая теория измерений: Учебник для вузов, 4-е издание, перераб. и доп. – Спб.: Питер, 2010. – 192 с.

42. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года. / Прил. к обществ. – дел. журн. "Энергетическая политика". – М.: ГУ ИЭС, 2010. – 184 с.
43. Guide to the Expression of Uncertainty in Measurement: First edition. - ISO, Switzerland, 1993. - 101 pp.
44. ISO 6570:2001 – Natural gas – Determination of potential hydrocarbon liquid content – Gravimetric methods.
45. Karabelas, A.J.,. Droplet size spectra generated in turbulent pipe flow of dilute liquid-liquid dispersions. 1978. A.I.Ch.E. Journal 24, 170 – 180.
46. Kokal, S. L. and Stanislav, J. F. “An Experimental Study of Two-Phase Flow in Slightly Inclined Pipes --- I. Flow Patterns”. Chemical Engineering Science, 44(3): 665-679, 1987.
47. Shoham, O. “Flow Pattern Transitions and Characterization in Gas-Liquid Two Phase Flow in Inclined Pipes”. Ph. D. thesis, Tel-Aviv University, Ramat-Aviv, Israel, 1982.
48. Spedding, P. L. and Nguyen, V. T. “Data on Holdup, Pressure Loss and Flow Pattern for Two-Phase Air-Water Flow in an Inclined Pipe”. Report 122, University of Auckland, Auckland, New Zealand, 1976.
49. Taitel Y. and Dukler A. E. A model for predicting flow regime transitions in horizontal and near-horizontal flow. A. I. Ch. E. JI, 1976, 22, 47 – 55.
50. Taitel Y., Barnea D., Dukler A. Collapse of condensing bubble in compressible liquids // Trans of the Amer. Soc. Civil. Eng. 1956 Vol 121 P 227 – 252.



Sine labore non erit
pauis in ore

Супервизор пакета ВУЗ: Григорьев Борис
Владимирович

Завершить сеанс

Главная Информационные материалы Наши клиенты Форум Контакты Кабинет пользователя Руководство пользователя

>>> Проверить текст

Отчет о проверке [Вернуться в кабинет](#)

Уважаемый пользователь!

Обращаем ваше внимание, что система Антиплагиат отвечает на вопрос, является ли тот или иной фрагмент текста заимствованным или нет. Ответ на вопрос, является ли заимствованный фрагмент именно плагиатом, а не законной цитатой, система оставляет на ваше усмотрение. Также важно отметить, что система находит источник заимствования, но не определяет, является ли он первоисточником.

Информация о документе:

Имя исходного файла: Тимофеева.docx

Имя компании: ТюмГУ

Тип документа: Прочее

Имя документа: Тимофеева.docx

Дата проверки: 23.06.2016 10:08

Модули поиска: Интернет (Антиплагиат), Диссертации и авторефераты РГБ, Коллекция юридических документов, Научные статьи Elibrary, ТюмГУ, Цитирования

Текстовые

статистики:

Индекс читаемости: сложный

Неизвестные слова: в пределах нормы

Макс. длина слова: в пределах нормы

Большие слова: в пределах нормы

Тип отчета: Улучшенный [О типах отчетов](#)

Источники	Ссылка на источник	Коллекция/модуль поиска	Доля в отчете	Доля в тексте
[1] ПЕРСПЕКТИВНЫЕ МЕТОДЫ...	http://cyberleninka.ru/article/n/perspektivnye-metody-oprede...	Интернет (Антиплагиат)	20.49%	20.49%
[2] ГОСТ Р ИСО 8573-2-20...	http://docs.cntd.ru/document/1200039549	Интернет (Антиплагиат)	4.99%	5.19%
[3] ГОСТ Р ИСО 8573-2-20...	http://standartgost.ru/g/%D0%93%D0%9E%D0%A1%D0%A2_%D0%A0_%D0...	Интернет (Антиплагиат)	0.05%	5.16%
[4] ГОСТ Р ИСО 9096-2006...	http://snipov.net/c_4702_snip_111844.html	Интернет (Антиплагиат)	3.67%	4.37%
[5] Чуновкина, Анна Гурь...	http://dlib.rsl.ru/rsl01004000000/rsl01004935000/rsl01004935...	Диссертации и авторефераты РГБ	4.03%	4.03%
[6] ГОСТ 2517-85* - Нефт...	http://snipov.net/c_4727_snip_104722.html	Интернет (Антиплагиат)	3.11%	3.42%
[7] ГОСТ 2517-2012 Нефть...	http://docs.cntd.ru/document/1200103869#1	Интернет (Антиплагиат)	0.13%	2.45%
[8] ГОСТ Р ИСО 8573-4-20...	http://docs.cntd.ru/document/1200039550	Интернет (Антиплагиат)	1.71%	2.02%
[9] Саранчин, Николай Ви...	http://dlib.rsl.ru/rsl01004000000/rsl01004894000/rsl01004894...	Диссертации и авторефераты РГБ	1.69%	1.69%
[10] Двухфазных систем	http://mognovse.ru/utx-dvuhfaznih-sistem-stranica-23.html	Интернет (Антиплагиат)	0.91%	0.91%
[11] (утв. Приказом Росте...	http://russia.bestpravo.ru/fed2008i/data037/tex037162/index....	Интернет (Антиплагиат)	0.79%	0.84%
[12] Долгова, Анастасия Н...	http://dlib.rsl.ru/rsl01006000000/rsl01006635000/rsl01006635...	Диссертации и авторефераты РГБ	0.14%	0.82%
[13] ДОКУМЕНТ БЕЗ НАЗВАНИ...	http://online.lexpro.ru/document/9380347	Коллекция юридических документов	0.71%	0.71%
[14] Библиотека НЕФТЬ-ГАЗ...	http://www.fizi.oglib.ru/bgl/4365/36.html	Интернет (Антиплагиат)	0.67%	0.67%
[15] Пузырьковый снарядны...	http://www.industrial.ru/explosive/p/1463/	Интернет (Антиплагиат)	0.36%	0.54%
[16] Раздел каталога ГОСТ...	http://rags.ru/gosts/1115/2f1=8f2=0&f3=0&f4=0&p=1	Интернет (Антиплагиат)	0%	0.53%
[17] Строганова, Елена Пе...	http://dlib.rsl.ru/rsl01004000000/rsl01004914000/rsl01004914...	Диссертации и авторефераты РГБ	0.03%	0.52%
[18] Документ в формате D...	http://avtoref.mgou.ru/ar/672.doc	Интернет (Антиплагиат)	0.25%	0.44%
[19] Библиотека НЕФТЬ-ГАЗ...	http://www.fizi.oglib.ru/bgl/4365/186.html	Интернет (Антиплагиат)	0.42%	0.42%
[20] Скопинцева, Ольга Ва...	http://dlib.rsl.ru/rsl01005000000/rsl01005091000/rsl01005091...	Диссертации и авторефераты РГБ	0.08%	0.4%
[21] РАЗРАБОТКА И ИССЛЕДО...	http://elibrary.ru/item.asp?id=23304414	Научные статьи Elibrary	0.04%	0.36%
[22] Саффеи Натанзи Хами...	http://dlib.rsl.ru/rsl01002000000/rsl01002615000/rsl01002615...	Диссертации и авторефераты РГБ	0.17%	0.36%
[23] Ставицкий, Вячеслав ...	http://dlib.rsl.ru/rsl01000000000/rsl01000279000/rsl01000279...	Диссертации и авторефераты РГБ	0%	0.34%

✓ [24] Энергосберегающие си...	http://earthpapers.net/energoberegayuschie-sistemy-sbora-ug...	Интернет (Антиплагиат)	0%	0.34%
✓ [25] Зайнуллов, Фарид Рас...	http://dlib.rsl.ru/rsl01005000000/rsl01005377000/rsl01005377...	Диссертации и авторефераты РГБ	0%	0.34%
✓ [26] Скачать Р.50.2.075-2...	http://www.opengost.ru//14532-r-50.2.075-2010-gsi.-laborator...	Интернет (Антиплагиат)	0.34%	0.34%
✓ [27] технократия.docx		ТюмГУ	0.04%	0.34%
✓ [28] 2012 Чебыкина Алекса...		ТюмГУ	0%	0.34%
✓ [29] ДОКУМЕНТ БЕЗ НАЗВАНИ...	http://online.lexpro.ru/document/231791	Коллекция юридических документов	0.34%	0.34%
✓ [30] Калимуллин, Альберт ...	http://dlib.rsl.ru/rsl01004000000/rsl01004881000/rsl01004881...	Диссертации и авторефераты РГБ	0.01%	0.33%
✓ [31] Бабенко, Алексей Вас...	http://dlib.rsl.ru/rsl01006000000/rsl01006714000/rsl01006714...	Диссертации и авторефераты РГБ	0%	0.32%
✓ [32] АСПЕКТЫ ТЕХНОЛОГИЧЕС...	http://elibrary.ru/item.asp?id=22993352	Научные статьи Elibrary	0%	0.32%
✓ [33] Редин, Андрей Логино...	http://dlib.rsl.ru/rsl01004000000/rsl01004871000/rsl01004871...	Диссертации и авторефераты РГБ	0.09%	0.32%
✓ [34] Метрологическое обес...	http://elibrary.ru/item.asp?id=24232038	Научные статьи Elibrary	0.32%	0.32%
✓ [35] Правовое регулирован...		ТюмГУ	0%	0.31%
✓ [36] Расходы федерального...		ТюмГУ	0%	0.31%
✓ [37] Наталинова, Наталья ...	http://dlib.rsl.ru/rsl01004000000/rsl01004591000/rsl01004591...	Диссертации и авторефераты РГБ	0.03%	0.3%
✓ [38] Методы и алгоритмы р...	http://elibrary.ru/item.asp?id=23905295	Научные статьи Elibrary	0.2%	0.29%
✓ [39] Конденсационные гигр...	http://elibrary.ru/item.asp?id=9528022	Научные статьи Elibrary	0%	0.29%
✓ [40] КОНДЕНСАЦИОННЫЕ ГИГР...	http://elibrary.ru/item.asp?id=9516063	Научные статьи Elibrary	0%	0.29%
✓ [41] Источник 41	http://window.edu.ru/resource/573/41573/files/itmo172.pdf	Интернет (Антиплагиат)	0.17%	0.28%
✓ [42] Проблема защиты дете...		ТюмГУ	0%	0.28%
✓ [43] пашина Ноосфера.docx		ТюмГУ	0%	0.28%
✓ [44] Энергетическая страт...	http://elibrary.ru/item.asp?id=13533059	Научные статьи Elibrary	0%	0.28%
✓ [45] О введении новых ста...	http://elibrary.ru/item.asp?id=9907880	Научные статьи Elibrary	0%	0.26%
✓ [46] Тепломассоперенос пр...	http://fizmathim.com/teplomassoperenos-pri-techenii-gazozhid...	Интернет (Антиплагиат)	0.03%	0.26%
✓ [47] ТОЧНОСТЬ РЕЗУЛЬТАТОВ...	http://elibrary.ru/item.asp?id=11838818	Научные статьи Elibrary	0%	0.24%
✓ [48] Андреев, Сергей Юрье...	http://dlib.rsl.ru/rsl01004000000/rsl01004022000/rsl01004022...	Диссертации и авторефераты РГБ	0%	0.22%
✓ [49] ДОКУМЕНТ БЕЗ НАЗВАНИ...	http://online.lexpro.ru/document/9934102	Коллекция юридических документов	0.22%	0.22%
✓ [50] ДОКУМЕНТ БЕЗ НАЗВАНИ...	http://online.lexpro.ru/document/7509110	Коллекция юридических документов	0.09%	0.21%
✓ [51] ДОКУМЕНТ БЕЗ НАЗВАНИ...	http://online.lexpro.ru/document/20754829	Коллекция юридических документов	0.21%	0.21%
✓ [52] 2012 петрова.docx		ТюмГУ	0%	0.21%
✓ [53] Березовский, Евгений...	http://dlib.rsl.ru/rsl01004000000/rsl01004970000/rsl01004970...	Диссертации и авторефераты РГБ	0.2%	0.2%
✓ [54] Арестенко, Юрий Павл...	http://dlib.rsl.ru/rsl01003000000/rsl01003042000/rsl01003042...	Диссертации и авторефераты РГБ	0.08%	0.19%
✓ [55] Программная реализац...	http://elibrary.ru/item.asp?id=19685566	Научные статьи Elibrary	0.19%	0.19%
✓ [56] СИСТЕМНОЕ ПРЕДСТАВЛЕ...	http://elibrary.ru/item.asp?id=11932997	Научные статьи Elibrary	0%	0.17%
✓ [57] Разработка информаци...	http://tekhnosfera.com/razrabotka-informatsionno-izmeritelno...	Интернет (Антиплагиат)	0%	0.17%
✓ [58] ДЕТЕКТОР КОНТРОЛЯ КА...	http://elibrary.ru/item.asp?id=18461927	Научные статьи Elibrary	0%	0.15%
✓ [59] УСТАНОВКА ДЛЯ КОМПЛЕ...	http://elibrary.ru/item.asp?id=17454197	Научные статьи Elibrary	0.15%	0.15%
✓ [60] Авиадвигатели XXI ве...	http://elibrary.ru/item.asp?id=23473712	Научные статьи Elibrary	0.07%	0.14%
✓ [61] ДОКУМЕНТ БЕЗ НАЗВАНИ...	http://online.lexpro.ru/document/5953923	Коллекция юридических документов	0%	0.14%
✓ [62] Проблемы геологии и ...	http://elibrary.ru/item.asp?id=23424550	Научные статьи	0%	0.13%

			Elibrary		
✓ [63]	УСТАНОВКА ПОДГОТОВКИ...	http://elibrary.ru/item.asp?id=18695615	Научные статьи Elibrary	0%	0.13%
✓ [64]	Некоторые аспекты ме...	http://elibrary.ru/item.asp?id=11765166	Научные статьи Elibrary	0%	0.13%
✓ [65]	ОБ УТВЕРЖДЕНИИ ПОЛОЖ...	http://online.lexpro.ru/document/2033582	Коллекция юридических документов	0.13%	0.13%
✓ [66]	Савельев, Дмитрий Ив...	http://dlib.rsl.ru/rsl01004000000/rsl01004985000/rsl01004985...	Диссертации и авторефераты РГБ	0%	0.13%
✓ [67]	Анализ факторов, вли...	http://elibrary.ru/item.asp?id=17710302	Научные статьи Elibrary	0.11%	0.11%
✓ [68]	Метрологическое обес...	http://elibrary.ru/item.asp?id=11930931	Научные статьи Elibrary	0%	0.11%
✓ [69]	Донских, Борис Дмитр...	http://dlib.rsl.ru/rsl01004000000/rsl01004930000/rsl01004930...	Диссертации и авторефераты РГБ	0%	0.1%
✓ [70]	ДОКУМЕНТ БЕЗ НАЗВАНИ...	http://online.lexpro.ru/document/10435485	Коллекция юридических документов	0%	0.1%
✓ [71]	Лукманов, Павел Инду...	http://dlib.rsl.ru/rsl01004000000/rsl01004830000/rsl01004830...	Диссертации и авторефераты РГБ	0%	0.1%
✓ [72]	ОБ ОБЕСПЕЧЕНИИ ЕДИНС...	http://online.lexpro.ru/document/1026866	Коллекция юридических документов	0.08%	0.08%
✓ [73]	Николаев, Олег Валер...	http://dlib.rsl.ru/rsl01005000000/rsl01005504000/rsl01005504...	Диссертации и авторефераты РГБ	0.07%	0.07%
✓ [74]	Обоснование применен...	http://earthpapers.net/obosnovanie-primeneniya-ezhektorov-dl...	Интернет (Антиплагиат)	0%	0.07%
✓ [75]	Крохин, Геннадий Дми...	http://dlib.rsl.ru/rsl01004000000/rsl01004295000/rsl01004295...	Диссертации и авторефераты РГБ	0%	0.07%
✓ [76]	Автореферат		ТюмГУ	0.05%	0.07%
✓ [77]	Разработка, исследов...	http://elibrary.ru/item.asp?id=24269618	Научные статьи Elibrary	0.07%	0.07%
✓ [78]	Источник 78		Цитирование	0.04%	0.04%

Пересчитать Другие действия Печать

Оригинальные блоки: 52.25%
 Заимствованные блоки: 45.96%
 Заимствование из "белых" источников: 1.8%
 Итоговая оценка оригинальности: **54.04%**